

**PROJETO DE MESTRADO EM EMPREENDEDORISMO E
GESTÃO DE PME**

**Avaliação do aproveitamento de resíduos da biomassa
florestal da região do Alto Alentejo, nas perspetivas logística,
económica e financeira**

Adriano Joaquim Calçadas Guilhermino

Orientador: Prof. Doutor Nicolau Miguel Almeida

Coorientador: Prof. Doutor Paulo Brito

VERSÃO PROVISÓRIA

Portalegre, março de 2014

“O desenvolvimento que procura satisfazer as necessidades da geração atual, sem comprometer a capacidade das gerações futuras de satisfazerem as suas próprias necessidades, significa possibilitar que as pessoas, agora e no futuro, atinjam um nível satisfatório de desenvolvimento social e económico e de realização humana e cultural, fazendo, ao mesmo tempo, um uso razoável dos recursos da terra e preservando as espécies e os habitats naturais.”

Relatório Brundtland

Agradecimentos

Pela coragem com que sempre me presentearam e continuam a transmitir, pela confiança em mim depositada, pela determinação com que no dia-a-dia encaram a vida, pela grandiosidade da vossa presença imutável, pela força que me demonstraram, agradeço às minhas filhas Catarina e Mariana e à minha esposa Salomé.

Pela sua ajuda constante, pela partilha e apoio, por toda a disponibilidade e esclarecimentos, na enorme e fundamental coadjuvação, não só na obtenção da informação cartográfica como na modelação da base de dados, ao amigo sem o qual este trabalho não teria sido possível, Mestre Gonçalo Lourinho, o meu muito obrigado.

Pela ajuda imprescindível, agradeço indiscutivelmente aos meus orientadores, Prof. Doutor Nicolau de Almeida e Prof. Doutor Paulo Brito pela partilha dos valiosos conhecimentos com que me orientaram e pelo incondicional apoio e incentivo que desde o início deste estudo me mostraram.

Agradeço a todos os meus professores que ao longo deste mestrado sempre se mostraram disponíveis e que em muito contribuíram para a minha formação académica.

À Sra. Eduarda Pontes Silva do Ministério da Agricultura pela prontidão no envio de dados importantes para o estudo, o meu agradecimento.

Agradeço à transportadora “Alves”, a disponibilidade para a entrevista importantíssima ao desenvolvimento do presente trabalho.

Ao Senhor Subcomissário Rocha e Chefe Principal Cardoso agradeço por todo o apoio e incentivo.

Aos meus colegas, às Câmaras Municipais, às transportadoras intervenientes e a todas as pessoas que direta ou indiretamente me ajudaram a atingir esta meta, o meu profundo agradecimento.

Resumo

Este projeto apresenta uma avaliação económica da vertente logística do aproveitamento dos resíduos da biomassa florestal, na perspetiva da implementação de uma central termoelétrica na região do Alto Alentejo. A metodologia segue uma abordagem de minimização de custos e foca-se na estimativa do custo final de cada unidade de energia produzida (em €/MWh), bem como na demonstração e avaliação dos principais resultados económicos e financeiros associados a um projeto de investimento. Uma aplicação SIG é utilizada como ferramenta de suporte no cálculo dos custos de transporte primário e secundário dos resíduos e os resultados obtidos são georreferenciados. Os três municípios eleitos para a instalação de uma central a biomassa são Avis, Crato e Portalegre e as tecnologias de conversão consideradas são a combustão em leito fixo (GC/ST), combustão em leito fluidizado (FBC/ST) e gaseificação integrada (BIG/CC). Da análise efetuada verifica-se que o local mais adequado para a implementação de uma central termoelétrica é o Município de Portalegre, com um custo médio de produção de eletricidade de 95, 98 e 133 €/MWh de produção de eletricidade para as tecnologias consideradas. Conclui-se ainda que nenhuma das configurações de centrais estudadas se evidencia viável em termos de criação de valor e em termos económicos e financeiros, pelo que se considera que um adequado aproveitamento do recurso na região, com impacto, em termos de viabilidade, deve ser realizada a uma escala bastante menor, especificamente em unidades de produção de calor nos setores domésticos e do turismo.

Palavras-chave: Análise económica; Resíduos de biomassa florestal; Logística; Transportes

Abstract

This project develops an economic evaluation of the logistics aspects considering the use of forest biomass residues with the perspective of implementing a thermoelectric plant in Alto Alentejo region. The methodology follows a cost minimization approach and focuses on the cost calculation of each energy unit generated (in €/MWh), as well as the demonstration and assessment of the main economic and financial statements associated with such an investment project. A GIS application is used as a support tool in the calculation of primary and secondary transportation biomass costs from which geo-referenced results are obtained. Three municipalities are selected to the installation of a biomass power plant: Avis, Crato and Portalegre and the conversion technologies considered are fixed bed combustion (GC/ST), fluidized bed combustion (FBC/ST) and integrated biomass gasification (BIG/CC). The performed analysis shows that the most suitable place for the implementation of a thermoelectric plant is Portalegre municipality, with an average electricity production cost of 95, 98 and 133 €/MWh for the three considered technologies. It is also concluded that none of the settings plants power studied shows to be feasible in terms of value creation and also in economic and financial level, so it is considered that an appropriate use of the resource in the region, with viability impact should be performed in a much smaller scale, specifically in heat production units as domestic and touristic sectors.

Key words: Economic evaluation; Forestry biomass residues; Logistics

Transportation

Índice

| | |
|--|-----------|
| Resumo..... | 4 |
| Abstract..... | 5 |
| Índice | 6 |
| Índice de Figuras..... | 9 |
| Índice de Tabelas..... | 11 |
| Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos | 13 |
| CAPÍTULO I - ENQUADRAMENTO | 17 |
| 1.1 – Importância e relevância do tema..... | 17 |
| 1.2 – Objetivos do projeto | 18 |
| 1.3 – Definição do problema e hipóteses | 19 |
| 1.4 – Plano da investigação e organização do trabalho | 19 |
| CAPÍTULO II - INTRODUÇÃO..... | 22 |
| 2.1 – A biomassa | 23 |
| 2.1.1– A Biomassa e sua transformação..... | 23 |
| 2.1.2 – Vantagens e desvantagens da utilização da biomassa | 27 |
| 2.2 – Potencial em biomassa | 29 |
| 2.3 – Logística e transportes na área da biomassa..... | 34 |
| 2.3.1 – Custos de transporte rodoviário..... | 36 |
| 2.3.2 – Cadeia de valor do aproveitamento da biomassa | 38 |
| 2.3.2.1– Recolha e processamento | 39 |
| 2.3.2.2 – Trituração ou estilha..... | 39 |
| 2.3.2.3 – Crivagem | 39 |
| 2.3.2.4 – Enfardamento | 39 |
| 2.3.2.5 – Transporte primário..... | 40 |
| 2.3.2.6 – Transporte secundário | 40 |
| 2.3.2.7 – Transporte da biomassa..... | 42 |
| 2.4 – Metodologias de avaliação do aproveitamento da biomassa..... | 46 |
| 2.5 – SIG (Sistema de Informação Geográfica) | 49 |
| CAPÍTULO III - METODOLOGIA..... | 51 |
| 3.1 – Caracterização da área em estudo (Alto Alentejo) | 51 |

| | |
|---|------------|
| 3.2-Método e técnica | 52 |
| 3.3-Possível localização das centrais da biomassa e determinação das suas áreas de abastecimento | 54 |
| 3.4-Transporte primário | 58 |
| 3.5-Transporte secundário | 60 |
| 3.6-Análise económica e financeira | 63 |
| CAPÍTULO IV – RESULTADOS E DISCUSSÃO | 70 |
| 4.1 - Resultados | 70 |
| 4.1.1 - Áreas de abastecimento | 70 |
| 4.1.1.1 - Área de abastecimento da unidade de produção de Avis | 70 |
| 4.1.1.2 - Área de abastecimento da unidade de produção do Crato | 72 |
| 4.1.1.3 - Área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre | 73 |
| 4.1.2 – Transporte primário | 76 |
| 4.1.2.1– Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Avis.. | 77 |
| 4.1.2.2– Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Crato | 78 |
| 4.1.2.3-Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre | 80 |
| 4.1.3 -Transporte secundário | 81 |
| 4.1.3.1– Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção de Avis | 81 |
| 4.1.3.2-Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção do Crato | 84 |
| 4.1.3.3-Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre | 87 |
| 4.1.4 - Análise económica e financeira | 90 |
| 4.1.4.1-Análise Económica e financeira da Unidade de Produção de Avis | 90 |
| 4.1.4.2- Análise económica e financeira da unidade de produção de Crato..... | 97 |
| 4.1.4.3 - Análise económica e financeira da unidade de produção de Portalegre. | 104 |
| 4.2 - Discussão | 110 |
| 4.2.1 - Disponibilidade e custos da BFR | 110 |
| 4.2.2 - Análise económica e financeira das centrais propostas | 115 |
| CAPÍTULO V - CONCLUSÕES | 117 |
| 5.1 - Principais Conclusões | 117 |
| 5.2 - Limitações, propostas de investigação futuras e principais contributos | 118 |
| Referências bibliográficas..... | 120 |

| | |
|---|------------|
| Lista de Apêndices e Anexos..... | 125 |
|---|------------|

Índice de Figuras

| | |
|---|-----|
| Figura 1 – Composição da Biomassa Florestal | 24 |
| Figura 2 – Produção de Energia através de Biomassa..... | 25 |
| Figura 3 – Custos em Função da Distância e Custos em Função do Volume | 38 |
| Figura 4 – Cadeia Logística da Biomassa | 41 |
| Figura 5 – Área de Estudo..... | 51 |
| Figura 6 – Área de Influência da Unidade de Produção de Avis | 56 |
| Figura 7 – Área de Influência da Unidade de Produção de Crato | 57 |
| Figura 8 – Área de Influência da Unidade de Produção de Portalegre | 57 |
| Figura 9 - Representação Gráfica do Cálculo da Distância utilizando a Matriz de Distância Euclidiana (caminho em linha reta) | 61 |
| Figura 10 – Representação Gráfica do Cálculo da Distância utilizando o Algoritmo de <i>Dijkstra</i> (caminho pela rede viária)..... | 62 |
| Figura 11 – Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Avis..... | 71 |
| Figura 12 - Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Crato | 73 |
| Figura 13 - Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Portalegre | 75 |
| Figura 14 – Potencial Energético em GWh/ano na Área de Influência de Portalegre | 75 |
| Figura 15 – Distribuição Espacial dos Custos de Transporte Primário..... | 76 |
| Figura 16 – Custos de Transporte Primário (em €/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis | 78 |
| Figura 17 - Custos de Transporte Primário em (€/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato | 79 |
| Figura 18 - Custos de Transporte Primário (em €/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre..... | 81 |
| Figura 19 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Avis (em km)..... | 83 |
| Figura 20 - Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Avis (em €/ton.) . | 84 |
| Figura 21 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Crato (em km) | 86 |
| Figura 22- Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Crato (em €/ton.) . | 86 |
| Figura 23 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Portalegre (em km)..... | 89 |
| Figura 24 - Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Portalegre (em €/ton.) | 89 |
| Figura 25 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Avis (€/ton.) | 112 |
| Figura 26 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Crato (€/ton.) | 112 |

| | |
|---|-----|
| Figura 27 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Portalegre (€/ton.)..... | 113 |
| Figura 28 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da central de produção de Avis (em €/ton.)..... | 114 |
| Figura 29 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da Central de Produção de Crato (em €/ton.)..... | 114 |
| Figura 30 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da Central de Produção de Portalegre (em €/ton.)..... | 115 |

Índice de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 1 - Composição Química da Biomassa..... | 24 |
| Tabela 2 – Área Efetiva de Produção de Biomassa Residual de Origem Florestal (em ha) | 31 |
| Tabela 3 – Disponibilidade de Biomassa Residual de Origem Florestal (em ton secas/ano) | 32 |
| Tabela 4 – Potencial Energético da Biomassa Residual de Origem Florestal (em MWh/ano) ... | 32 |
| Tabela 5 - Custos de Transporte Rodoviário..... | 36 |
| Tabela 6 - Dados Operacionais para o Transporte de Biomassa em Termos Logísticos | 43 |
| Tabela 7 - Custos Totais de Recolha, Transporte Primário e Trituração (€/ton) | 44 |
| Tabela 8 – Desagregação de Custos Associados ao Transporte Primário de Biomassa Lenhosa | 45 |
| Tabela 9 – Desagregação de Custos Associados ao Transporte Primário de Biomassa Florestal Residual..... | 45 |
| Tabela 10 - Dados Geográficos que possibilitaram a implementação da Metodologia em Ambiente SIG..... | 53 |
| Tabela 11 - Requisitos em Matéria de Dados para a Estimativa do Custo da Eletricidade Produzida a partir da Biomassa Residual do Alto Alentejo | 53 |
| Tabela 12 – Descrição dos Locais de Implementação das Unidades de Processamento | 55 |
| Tabela 13 – Classificação de Resíduos em Função da Família de Biomassa | 59 |
| Tabela 14 – Transporte Primário em Função do Tipo de Resíduo de Biomassa | 59 |
| Tabela 15 – Parâmetros Utilizados na Projeção do Custo da Energia Elétrica Produzida nas Centrais Propostas | 65 |
| Tabela 16 – Área Efetiva, Produção e Potencial Energético da Unidade de Produção de Avis . | 70 |
| Tabela 17 - Área Efetiva, Produção e Potencial Energético da Unidade de Produção de Crato . | 72 |
| Tabela 18 - Área Efetiva e Potencial Energético da Unidade de Produção de Portalegre | 74 |
| Tabela 19 – Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis | 77 |
| Tabela 20 – Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato | 78 |
| Tabela 21 - Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre..... | 80 |
| Tabela 22 - Custos de Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis | 82 |
| Tabela 23 - Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato | 84 |
| Tabela 24 - Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre | 87 |
| Tabela 25 – Indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção de Avis | 91 |
| Tabela 26 – Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis (GC/ST) | 93 |
| Tabela 27 – Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis (FBC/ST). | 94 |
| Tabela 28 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis (BIG/CC). | 95 |
| Tabela 29 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Avis (GC/ST) | 96 |

| | |
|---|-----|
| Tabela 30 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Avis (FBC/ST) | 97 |
| Tabela 31 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Avis (BIG/CC) | 97 |
| Tabela 32 - Indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção do Crato | 98 |
| Tabela 33 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (GC/ST)..... | 99 |
| Tabela 34 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (FBC/ST)..... | 100 |
| Tabela 35 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (BIG/CC)..... | 101 |
| Tabela 36 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Crato (GC/ST)..... | 102 |
| Tabela 37 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Crato (FBC/ST)..... | 103 |
| Tabela 38 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Crato (BIG/CC)..... | 103 |
| Tabela 39 - indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção de Portalegre | 104 |
| Tabela 40 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Portalegre (GC/ST) | 106 |
| Tabela 41 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Portalegre (FBC/ST) | 107 |
| Tabela 42 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de produção de Portalegre (BIG/CC) | 108 |
| Tabela 43 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Portalegre (GC/ST) | 109 |
| Tabela 44 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Portalegre (FBC/ST) | 109 |
| Tabela 45 – Análise dos <i>free cash-flows</i> para a Central de Portalegre (BIG/CC) | 110 |

Lista de Abreviaturas, Siglas e Símbolos

A&A – Aquecimento e Arrefecimento

BFR – Biomassa Florestal Residual

BIG/CC - Gaseificação integrada de biomassa em ciclo combinado

cm – Centímetros

C – Carbono

CAOP – Carta Administrativa Oficial de Portugal

CH₄ – Gás metano

CIMAA – Comunidade Intermunicipal do Alto Alentejo

CO₂ – Dióxido de carbono

CSV – Ficheiro comma-separated values

Dec. - Decreto

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

EBIDTA – earnings before interest, taxes, depreciation and amortization (na linguagem anglo-saxónica) – lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização

EDP – Energias de Portugal (antiga Eletricidade de Portugal)

EJ - Exa joules

EU – União Europeia

FC - Fluxo de Caixa

FBC/ST - Combustão em leito fluidizado acoplada a ciclo de vapor

FER – Fontes de Energias Renováveis

GC/ST - Combustão em leito fixo (grelha) acoplada a ciclo de vapor

GEE – Gases com efeito de estufa

H – Hidrogénio

ha - Hectare

HFCs - Hidrocarbonetos fluorados

I - Investimento

ID – Campo de identificação

ICNF - Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas

IGEO – Ministério da Agricultura, do Mar, do Ambiente, e do Ordenamento do
Território – Instituto Geográfico Português

Km – Quilómetro

Ktep – Quilotoneladas equivalentes do petróleo

kWh – Quilograma watt-hora

k€ - Kilo Euro – 1000 Euros

m³ – Metro cúbico

mm – milímetro

Mt – Milhões de toneladas

MW – Mega Watt

MWe – Mega Watt elétrico

MWh/ano – Mega watt-hora por ano

MWt – Mega watt térmico

M€ - Milhão de Euros – 1 000 000 Euros

N - Azoto

N₂O - Óxido Nitroso

O – Oxigénio

O&M - operação e manutenção

PFCs - Hidrocarbonetos Perfluorados

PIB - Produto Interno Bruto

PNUMA - Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente

PRI – Período de Retorno do Investimento

S - Enxofre

SF_6 - Hexafluoreto de Enxofre

SIG - Sistema de Informação Geográfico

Tep – Toneladas equivalentes do petróleo

TIR – Taxa Interna de Rendibilidade

$Ton.$ – Tonelada

$UNESCO$ – Organização das Nações Unidas para a Educação Ciência e Cultura

VAL (VLA) – Valor Atual Líquido

$2D$ – Duas dimensões

$L/100\ km$ – Litros por 100 quilómetros

$€/ton$ – Euro por tonelada

$€/MWh$ – Euro por Mega Watt-hora

$€/m^3$ – Euro por metro cúbico

$€/km$ – Euro por Quilómetro

m^3/h – Metro cúbico por hora

n - Cada ponto de recolha

t - Limites da área de abastecimento

B_{nt} - Biomassa disponível em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em ton secas/ano)

R_r - Custo unitário de recolha do tipo de resíduo r (em €/ton)

TP_{nt} - Custo total do transporte primário da biomassa existente em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em €/ano)

D_{nt} - Distância (euclidiana ou pela rede viária) entre cada ponto de recolha n e a unidade consumidora a que se refere a área de abastecimento t (em km)

TS_{nt} - Custo total do transporte secundário da biomassa existente em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em €/ano)

E_{nt} - Potencial energético da biomassa existente em cada ponto de recolha n situado na área de abastecimento t da central de tecnologia i (em MWh)

h_i - Número de horas de funcionamento da central termoelectrica de tecnologia i (em h/ano)

η_i - Eficiência elétrica da central termoelétrica de tecnologia i

$W_{n,t,i}$ - Capacidade instalada da unidade de produção de tecnologia i que usa a biomassa disponível em cada ponto de recolha n pertencente à respetiva área de abastecimento t (em MW_e)

a - Coeficiente de anualização do investimento inicial

r - Taxa de atualização

N - Período de vida útil do investimento (em anos)

I^P - Custo de investimento (instalação) por unidade de potência instalada (em €)

$W_{n,t,i}$ - Capacidade instalada da unidade de produção de tecnologia i que usa a biomassa disponível em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em MW_e)

$\alpha I^P W_{n,t,i}$ - Custos de operação e manutenção, expressos como uma percentagem α dos custos de investimento

TP_{nt} - Custo total do transporte primário da biomassa existente em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em €/ano)

TS_{nt} - Custo total do transporte secundário da biomassa existente em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em €/ano)

C_t - Custo de cada unidade de energia gerada a partir da biomassa existente em cada área de abastecimento t (em €/MWh)

CAPÍTULO I - ENQUADRAMENTO

As escolhas efetuadas ao longo da vida refletem-se para sempre no futuro. Nunca são fáceis, pois afetam inevitavelmente o caminho da nossa existência e podem ser de tal forma significativas que fazem refletir bastante sobre qual será a decisão mais acertada sobre determinado assunto. Por vezes, coloca-nos mesmo em situações de conflito, interno ou externo, derivado das escolhas que fazemos em determinados momentos, escolhas essas que nos remetem para uma reflexão necessária, como consequência dessa subjetividade aleatória.

A escolha de um tema para a dissertação de mestrado não constitui exceção a esta regra e a opção de estudar um assunto como a logística e os transportes na área da bioenergia surge da possibilidade do mesmo poder contribuir, através do conhecimento produzido, para a melhoria da qualidade de vida das populações, nomeadamente no que diz respeito à construção de um mundo mais sustentável e consequentemente mais saudável.

1.1 – Importância e relevância do tema

Sendo a bioenergia uma das fontes de energias renováveis mais importantes, uma vez que se encontra disponível nos três estados (líquido, gasoso e sobretudo sólido), torna-se também uma das fontes mais versáteis no que respeita ao armazenamento de energia [1]. Através de técnicas de conversão conhecidas é possível converter a biomassa em combustíveis gasosos, líquidos ou sólidos. De facto, através da biomassa é possível produzir energia em várias formas que vão desde a produção de energia térmica, para aquecimento até ao fornecimento de combustíveis para os transportes. Tendo isto em conta, pode mesmo afirmar-se que um recurso endógeno como a biomassa oferece um elevado potencial enquanto plataforma para um desenvolvimento estrutural sustentável, especialmente no interior do país.

Neste sentido, por ser um tema atual e por se considerar de importância central no âmbito do desenvolvimento sustentável das sociedades modernas, a bioenergia pode constituir uma porta aberta para a recuperação da economia das zonas mais rurais. Uma região como o Alto Alentejo, que verifica a possibilidade de o seu desenvolvimento e crescimento passar pela valorização dos seus próprios recursos, enquadra-se

perfeitamente nesta lógica, surgindo os resíduos de biomassa florestal como uma fonte estratégica fundamental desse desenvolvimento[2].

Mesmo assim, a relevância do tema não se esgota ao nível da economia das regiões. O próprio Plano das Energias Renováveis, imposto pela Diretiva 2009/28/CE, define como meta para 2020 a incorporação de 31% de energia oriunda de Fontes de Energia Renováveis (FER) no consumo final de energia em Portugal, pelo que este é um assunto que interessa também em termos de estratégia e desenvolvimento nacional [3].

Apesar do objetivo nacional de aumentar em 100 MW a capacidade instalada de produção de energia elétrica a partir de recursos da biomassa não ter sido concretizado na sua totalidade, o interesse dos investidores na produção de energia elétrica em centrais térmicas a biomassa mantém-se vivo e o Alto Alentejo surge, naturalmente, como uma das regiões candidatas a receber uma central de produção, central essa que obrigaria à utilização de biomassa produzida na região [4].

A questão central em todo este processo está no facto de a biomassa, para poder ser transformada em energia, passar por uma série de processos desde a recolha e o transporte até ao seu aproveitamento final na central de queima. Interessa conhecer custos associados ao aproveitamento dos resíduos de biomassa florestal da região do Alto Alentejo.

1.2 – Objetivos do projeto

Pretende-se com este trabalho sensibilizar a comunidade para a importância da biomassa no futuro das populações e contribuir para o desenvolvimento regional numa perspetiva económica e social, uma vez que o setor da bioenergia na zona se encontra pouco desenvolvido.

Ao contrário do que estava previsto, a região do Alto Alentejo não tem implementada nenhuma Central de Biomassa, levantando-se aqui a questão do porquê desta realidade. Assim, este trabalho tem como objetivo principal avaliar a vertente logística do aproveitamento dos resíduos da biomassa florestal da região do Alto Alentejo, na perspetiva da implementação de uma central termoelétrica, incluindo todos os custos associados a um projeto de investimento e a sua análise económica e financeira.

Espera-se ainda que o estudo possa contribuir para a geração de riqueza e criação de postos de trabalho, nomeadamente através da reativação do processo de implementação da central de queima já prevista ou na procura efetiva de caminhos alternativos de aproveitamento da biomassa disponível. Numa altura em que a economia do país precisa de crescer, perpetuando um crescimento sustentável, torna-se imperativo que o desenvolvimento regional surja como um dos pilares para fazer face à crise, fomentando o emprego, o investimento, o aumento da indústria, a redução e a independência relativamente ao consumo de energia.

1.3 – Definição do problema e hipóteses

Pretende-se obter resposta para a seguinte questão:

Analisando a vertente logística associada ao aproveitamento dos resíduos de biomassa da região do Alto Alentejo, será económica e financeiramente viável implementar uma central a biomassa de baixa potência (<5MW) na região?

A partir da questão levantada, formulam-se quatro hipóteses de estudo:

Hipótese 1 – Os resíduos de biomassa existentes na região do Alto Alentejo são suficientes para alimentar uma central termoelétrica de baixa potência (potência nominal inferior a 5 MW).

Hipótese 2 – É económica e financeiramente viável implementar uma central termoelétrica a biomassa na região do Alto Alentejo.

Hipótese 3 – O preço do MWh produzido na central termoelétrica de baixa potência a instalar é competitivo, tendo em conta os preços praticados no mercado regulado de energia elétrica.

Hipótese 4 – Os custos do transporte secundário da biomassa pela área em estudo têm um peso significativo nos custos associados à implementação de um projeto de bioenergia.

1.4 – Plano da investigação e organização do trabalho

Esta investigação foca a logística relacionada com o aproveitamento dos resíduos de biomassa em unidades consumidoras, em virtude de estes serem uma fonte de energia alternativa potencialmente mais limpa e mais amiga do ambiente quando comparada

com os combustíveis mais tradicionais, denominados fósseis. Esta fonte de energia pode ser considerada limpa uma vez que o carbono orgânico libertado durante a sua conversão é reciclado através do ciclo biogeoquímico do carbono. Neste processo, o CO₂ absorvido durante o crescimento da biomassa é simplesmente devolvido à atmosfera, pelo que em termos gerais se considera que a bioenergia é neutra em termos carbónicos e não contribui para o denominado efeito de estufa. Porém, a biomassa só é verdadeiramente limpa se a sua recolha e transporte for efetuada de forma sustentável, isto é, sem recorrer a combustíveis fósseis.

À partida, orientação do estudo centra-se na análise logística e económica dos resíduos de biomassa da região Alto Alentejo, numa perspetiva da sua utilização para a produção de energia elétrica numa central de biomassa prevista para Portalegre. Posteriormente, foram ainda selecionadas outras localizações, noutros concelhos, para unidades de produção alternativas, nomeadamente nos concelhos onde a densidade de biomassa é mais elevada.

O Estudo está estruturado em 5 partes:

- Na primeira parte – Capítulo I – efetua-se um enquadramento geral de todo o trabalho, explicitando os motivos que conduzem à escolha do tema, a importância e relevância deste no contexto atual, os seus objetivos, a definição do problema de investigação e das hipóteses formuladas e ainda o plano da investigação e organização do trabalho.
- Na segunda parte – Capítulo II – efetua-se o enquadramento teórico onde são expostos conceitos relevantes sobre a biomassa e o seu potencial de forma a analisar esta promissora fonte de energia na região do Alto Alentejo. Apresenta-se, posteriormente, os aspetos pertinentes da logística, e, em particular, dos transportes, de acordo com diferentes perspetivas, encadeadas com algumas metodologias de avaliação económica e financeira da biomassa retiradas do estado da arte; efetua-se ainda uma pesquisa sobre Sistemas de Informação Geográfica, nomeadamente através de um conjunto de trabalhos dedicados ao assunto.
- Na terceira parte – Capítulo III – efetua-se uma descrição sumária da região do Alto Alentejo essencialmente sob do ponto de vista geográfico e

socioeconómico. Descreve-se a metodologia a utilizar na solução do problema levantado inicialmente, de uma forma circunstanciada e metódica, de modo a possibilitar a sua replicação em contextos futuros. De seguida, escolhe-se os locais de implementação das centrais termoelétricas da região e define-se as áreas de abastecimento, para cada uma delas, de acordo com a distribuição espacial do recurso.

Utiliza-se a ferramenta *Quantum GIS* ou Sistema de Informação Geográfica (SIG), uma aplicação *open source* e multiplataforma através da qual é possível calcular os custos de transporte primário e secundário inerentes a cada uma das tipologias de central de produção de energia elétrica consideradas, tendo como referência um raio de abastecimento de 30 km em torno de cada uma.

Os SIG permitem um vasto leque de aplicações, entre os quais, analisar informação geoespacial sob a forma de uma base de dados especializada, bem como, o cálculo de distâncias e áreas, podendo os resultados ser visualizados em mapas, ou ainda, tabulados para apoio a decisões. Esta aplicação é, portanto, essencial na concretização dos objetivos definidos no presente projeto. Por último, efetua-se uma análise, nas perspetivas económica e financeira, das centrais propostas de forma a testar a sua competitividade no pressuposto da implementação de uma central termoelétrica para a biomassa florestal da região do Alto Alentejo

- Na quarta parte do trabalho – Capítulo IV – apresenta-se e discute-se os resultados obtidos, tendo como referência os pressupostos apresentados na metodologia. Realiza-se uma crítica do ponto de vista económico à implementação de uma central na região à luz das condições tecnológicas e mercadológicas atuais.
- Na quinta parte do estudo – Capítulo V – realiza-se uma síntese das principais evidências retiradas dos resultados obtidos e procede-se à verificação das hipóteses de investigação formuladas. Posteriormente, são mencionadas algumas limitações decorrentes do projeto e, por último, deixa-se em aberto algumas visões relativamente ao futuro.

CAPÍTULO II - INTRODUÇÃO

Quando se fala em biomassa, em transporte de resíduos ou em centrais termoelétricas, deve-se ter a noção de que se fala também de processos logísticos e, aqui, de transportes, mas, acima de tudo, que se fala de energia. Segundo o Relatório de Estado e do Ambiente de 2012 [5], a atual política dedicada à energia em Portugal tem como grande objetivo reforçar a competitividade dos mercados energéticos e da economia nacional, reduzindo a dependência energética e reforçando o estatuto de referência que o país tem no setor das renováveis. Na prossecução destes objetivos, foi delineada em 2010 a Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE 2020) [4],[6] que compreende alguns pilares orientadores fundamentais, tais como:

- Garantir o cumprimento dos compromissos nacionais para 2020 assumidos no contexto das políticas europeias de energia e combater as alterações climáticas, ou seja, conseguir que 60 % da eletricidade produzida e 31 % do consumo de energia final tenham origem em fontes renováveis, reduzir em 20 % o consumo de energia final e incorporar no setor dos transportes 10% de biocombustíveis [7].
- Reduzir a dependência energética do exterior, baseada na redução do consumo de energia primária e da importação de combustíveis fósseis, sem comprometer a segurança de abastecimento e a diversificação das fontes primárias de energia [5].
- Potenciar os mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis [5].

Com metas tão ambiciosas pode afirmar-se que o objetivo de obter 60% da eletricidade produzida e 31% do consumo final de energia através de FER terá de ser alcançado com o aproveitamento, pelo menos em parte, da energia armazenada na biomassa. Assim, é ponto assente que a promoção do uso sustentável da biomassa, para produção de energia é um tema de extrema relevância nos dias de hoje, assumindo grande importância face aos objetivos ambientais e energéticos estabelecidos, tanto a nível nacional como europeu.

2.1 – A biomassa

A notoriedade da biomassa, enquanto fonte energética, é inteiramente merecida e qualquer solução que vise garantir as necessidades energéticas do planeta e saciar a fome de progresso da civilização de uma forma sustentável tenha de incluir a bioenergia como um dos pilares base.

Infelizmente, também se sabe que esta fonte de energia não pode constituir, só por si, a derradeira solução à crise energética que se avizinha, sabendo de antemão que alguns combustíveis fósseis, como o caso do petróleo, dificilmente passarão a barreira futura de 40 anos [8]. Não se vislumbra, para já, uma forma ótima para a resolução do problema energético com que no futuro a sociedade inevitavelmente se deparará, até porque, de acordo com Lourinho (2012), *“essa função estará reservada para algo com um potencial mais alargado, um avanço tecnológico tal que terá a capacidade de mudar o destino da humanidade, tal como sucedeu há milénios com a descoberta do fogo”*[9].

Ainda neste domínio, e segundo N. Khan and Mariun (2007), é ainda assim possível encontrar alternativa aos combustíveis fósseis através da exploração das reservas de carvão e urânio (fissão nuclear) pelo menos até ao final do séc. XXI [10], mas também essa hipótese não passa de uma solução passageira para a crise energética que se avizinha, pois satisfazer as necessidades energéticas de uma população mundial composta por 8500 milhões de pessoas em 2035 não se afigura tarefa fácil [11].

Ainda assim, para Bridgewater e Peacock [12], as energias renováveis são de extrema importância na satisfação das necessidades de energia das sociedades modernas, tendo em conta as preocupações ambientais e a elevada consideração que estas energias possuem no seio das populações. A biomassa, pelas suas particularidades, é uma das fontes renováveis cujo potencial mais interessa aproveitar.

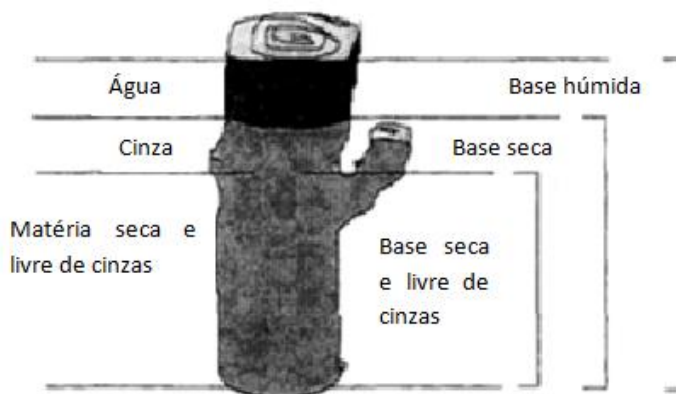
2.1.1– A Biomassa e sua transformação

A biomassa pode ser entendida de várias formas. Segundo a Diretiva 2001/77/CE, define-se biomassa como *“a fração biodegradável de produtos e resíduos da agricultura (incluindo substâncias vegetais e animais), florestas e indústrias conexas, bem como a fração biodegradável de resíduos industriais e urbanos”*[13].

Numa versão bastante mais genérica e simplificada, a biomassa pode ser percebida como toda a matéria orgânica contemporânea da qual é possível extrair a energia acumulada pelo sol através da fotossíntese. Segundo P. Quaak et al.[1], uma das fontes de biomassa mais importantes é a madeira e seus derivados, isto é, biomassa florestal, sendo este o tipo de biomassa que verdadeiramente interessa para o presente projeto.

Na Figura 1 pode observar-se a composição de uma biomassa florestal comum. Esta biomassa contém essencialmente água, cinzas e matéria seca, sendo a sua composição elementar formada por carbono, oxigénio, hidrogénio e ainda uma pequena percentagem de azoto e enxofre. Geralmente, como se pode ver na Tabela 1, uma biomassa florestal típica contém, em média, entre 44% a 51% de carbono (C), entre 5,5% a 6,7% de hidrogénio (H), entre 41% a 50% de oxigénio (O) e uma pequeníssima quantidade de outros elementos como o azoto (N), com valores entre 0,12% e 0,60%, e o enxofre (S), com uma percentagem em massa de 0,0% a 0,2%.

Figura 1 – Composição da Biomassa Florestal



Fonte: [1]

Tabela 1 - Composição Química da Biomassa

| Elemento | Símbolo | Percentagem de matéria |
|------------|---------|------------------------|
| Carbono | C | 44 – 51 |
| Hidrogénio | H | 5.5 - 6.7 |
| Oxigénio | O | 41 – 50 |
| Nitrogénio | N | 0.12 – 0.60 |
| Enxofre | S | 0.0 – 0.2 |

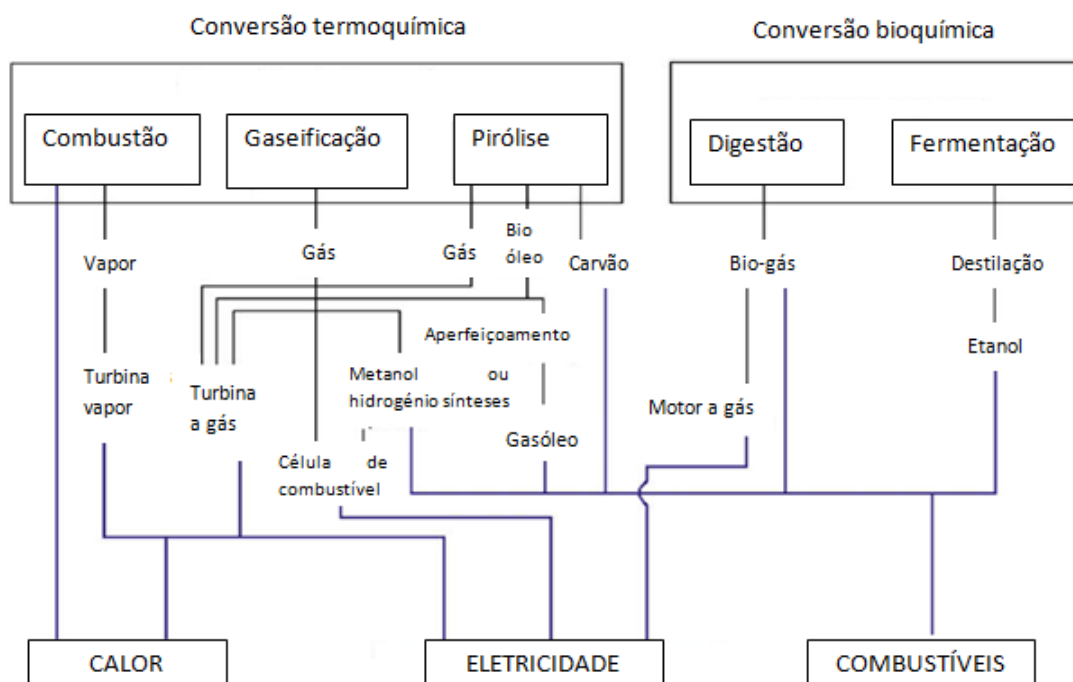
Fonte: [1]

Voltando à definição simplificada de biomassa, sobressai desde logo a questão da vastidão dos resíduos que podem ser classificados como tal. Tendo em conta os objetivos deste projeto, a matéria-prima que verdadeiramente interessa é aquela que deriva das ações de exploração e manutenção da floresta, mas isso não invalida que existam também outros tipos utilizáveis.

Para Rosillo-Calle et al.[14], a biomassa pode ser classificada em várias categorias: resíduos agrícolas e resíduos florestais (madeiras e seus derivados; palha; restos de colheitas e podas), biomassa plantada especificamente para produção de energia (culturas energéticas como o cardo, a colza, o girassol e o milho) e subprodutos e resíduos orgânicos que são gerados no processamento de materiais para criação de produtos alimentares e que podem ser valorizados energeticamente.

Na produção de energia a partir da biomassa são utilizados diversos processos de conversão [15]. Estes processos podem ser termoquímicos (envolvendo técnicas como a combustão, a gaseificação e a pirólise) ou bioquímicos (incluindo a digestão anaeróbia ou a fermentação dos resíduos). Na Figura 2 apresenta-se os processos de conversão existentes.

Figura 2 – Produção de Energia através de Biomassa



Fonte: [15]

Segundo Frombo et al [15], existem diferentes processos tecnológicos que podem ser usados para obter vários produtos energéticos a partir da biomassa. A escolha da tecnologia mais adequada é, assim, influenciada por diversos fatores, tais como o tipo de biomassa a transformar, o produto de energia que se pretende obter (eletricidade, energia térmica ou combustível de caldeira), bem como por questões ambientais e económicas. As técnicas de produção de energia a partir da biomassa são, também segundo estes autores, geralmente classificadas em dois grupos principais: técnicas de conversão termoquímicas e técnicas de conversão bioquímicas.

Para além de poder ser utilizada diretamente (por queima) na produção de calor para aquecimento doméstico ou processos industriais (com dióxido de carbono e vapor de água a serem os únicos subprodutos), a biomassa pode também ser usada de forma indireta na produção de outros vetores energéticos, tais como:

- Produção de eletricidade: através de gaseificação, consistindo este processo na conversão da biomassa num gás combustível que é usado para gerar vapor numa turbina ligada a um gerador capaz de converter a energia mecânica em eletricidade; através de pirólise, técnica que consiste no fornecimento de energia à biomassa sob a forma de calor, convertendo-se esta em óleo depois de um conjunto de reações químicas. Este óleo pode também ser queimado como o petróleo;
- Produção de Biocombustíveis (tanto combustíveis puros como aditivos) como: etanol, um dos biocombustíveis mais utilizados, obtido através da fermentação da biomassa (semelhante à fermentação alcoólica da cerveja) e que pode ser combinado com a gasolina, para gerar um combustível menos poluente; metanol, que pode ser obtido pela gaseificação da biomassa e que, quando combinado com a gasolina, pode ser utilizado em aplicações móveis como os transportes; biodiesel, produzido a partir de óleos vegetais, gorduras animais e até microalgas, que pode ser utilizado para substituir o gasóleo, combustível que, para além de ser mais poluente devido a ser derivado do petróleo, também não é renovável;
- Produção de biogás (gás metano CH_4): obtido pela ação de bactérias que por digestão anaeróbia atuam, geralmente, sobre os resíduos depositados nos aterros sanitários.

Em resumo, pode afirmar-se que a biomassa pode ser convertida em combustíveis líquidos, sólidos e gasosos com o recurso a processos de conversão físicos, químicos e biológicos bem estabelecidos [16]. Aqui, pode ser mais uma vez colocada uma questão importantíssima: se para extrair energia da biomassa são utilizados processos termoquímicos que emitem dióxido de carbono para a atmosfera, como é que o seu uso proporciona benefícios significativos ao ambiente?

Esta é uma questão que se considera interessante. A biomassa absorve o dióxido de carbono durante o crescimento da planta (pelo processo da fotossíntese), mas liberta-o durante a combustão, sendo a sua utilização na produção de energia neutra em termos carbónicos. Desta maneira, pode tratar-se a biomassa como um combustível renovável se for usada de forma sustentável [16]. Por outro lado, a velocidade de queima da biomassa é consideravelmente mais elevada do que a do carvão pelo que, também neste aspeto, o seu uso proporciona alguns benefícios relativamente ao meio ambiente.

2.1.2 – Vantagens e desvantagens da utilização da biomassa

São várias as vantagens da utilização da biomassa, entre as quais se salienta as seguintes [17]:

- Redução das emissões de gases prejudiciais ao ambiente;
- Fonte de energia renovável e limpa, podendo melhorar a qualidade do ambiente e consequentemente a qualidade de vida das pessoas;
- Melhoria na limpeza de matas e florestas;
- Menor risco de incêndios florestais;
- Reaproveitamento de resíduos agrícolas e florestais, ou seja, desenvolvimento da economia;
- Maior diversificação das fontes de energia;
- Menor dependência externa relativamente aos combustíveis fósseis e aqui convém lembrar que, segundo Pinto e Amaral [18], *“o aumento do preço do petróleo tem consequências diversas mas significativas para as economias. Por um lado, e no caso de países sem recursos fósseis como Portugal, a compra de*

petróleo implica um aumento das importações, situação em que a balança comercial começa a pesar mais para o lado das importações. No caso português, e tendo em consideração que o consumo de energia primária a partir de petróleo representou em 2005 cerca de 59% do total (DGGE, 2006a), o aumento do preço significa um fluxo substancial de divisas para o estrangeiro, e o respetivo enfraquecimento da economia”.

- Maior empregabilidade;
- Desenvolvimento local e maior impacto nas economias regionais.

Em suma, o aproveitamento da biomassa como fonte de energia pode constituir uma das faces integrantes do muito falado desenvolvimento sustentável, conceito que segundo o *Relatório Brundtland* [19] assenta num modelo de desenvolvimento sistémico e global que incorpora vários aspetos do desenvolvimento ambiental.

A biomassa é, pois, uma fonte de energia segura e com grandes potencialidades futuras mas tem, claro, também algumas desvantagens, entre elas:

- É ainda pouco rentável, na medida em que a razão preço/competitividade torna fontes de energia mais poluentes, como os combustíveis fósseis, mais atrativas. Mesmo, tendo em conta que o Dec. Lei 225/2007 [20] regula a venda de energia produzida através da queima de biomassa florestal a uma tarifa atrativa, a existência deste tipo de legislação, específica da área, funciona como incentivo ao desenvolvimento do mercado a nível regional e nacional. Ainda assim, segundo a “Areanatejo” [21], a lei Portuguesa coloca ainda alguns entraves à venda da biomassa no mercado interno, o que leva a uma forte exportação desta matéria-prima, para mercados mais atrativos como a Áustria onde esta é paga, por exemplo, a 90€/ton;
- O facto de que para satisfazer as necessidades de biomassa é preciso, normalmente, a opção por culturas agrícolas destinadas exclusivamente à produção de energia, sendo os custos associados ainda bastante elevados [15]; no entanto, devemos referir que em Portugal existem já algumas dessas culturas: por exemplo, 300 hectares (ha) plantados em Beja e Sesimbra em 2006 passaram a 700 ha em finais de 2008.

2.2 – Potencial em biomassa

De acordo com A. Demirbas [16], a biomassa foi uma das primeiras fontes de energia a ser conhecida e utilizada pela humanidade, principalmente nas áreas mais rurais onde na generalidade era também uma das poucas formas de energia acessíveis. Rosillo-Calle et al.[14] vão ainda mais longe e afirmam que, ao longo da história da humanidade, a biomassa foi, em todas as suas vertentes, a principal fonte das necessidades básicas do homem, sendo muitas vezes referenciada como principal fonte de obtenção dos “seis Fs” (*food, feed, fuel, feedstock, fibre and fertilizer* na nomenclatura anglo-saxónica): comida, alimentação, matéria-prima, fibra e fertilizante. Nos tempos mais recentes, e segundo o mesmo autor, a bioenergia é também símbolo de um sétimo F (*finance*), o financeiro.

Atualmente, esta fonte de energia ocupa a quarta posição mundial enquanto recurso energético, fornecendo cerca de 14% da energia total necessária no planeta [16]. Apesar da Agência Internacional de Energia [22] estimar que o peso da bioenergia no paradigma energético mundial atinja os 26% já em 2020, a verdade é que existe uma preocupação crescente relativamente à sustentabilidade da sua utilização, uma vez que às necessidades de energia de uma população mundial em crescendo, avulta também algo como a disponibilidade de alimentos para essa mesma população.

Tendo em conta a disponibilidade de terra existente no globo e se considerar que o fornecimento de alimentos às pessoas em quantidade suficiente é uma prioridade, facilmente se percebe que a quantidade de terra que está disponível para o cultivo de biomassa é limitada, e será tanto mais limitada quanto maior for a taxa de crescimento da população mundial. Os recursos de biomassa no mundo são potencialmente a maior e mais sustentável forma de energia. Devido às suas características, a biomassa é um dos recursos infinitamente renováveis e o seu potencial global será cerca de 2900 EJ, decompostos em 1700 EJ oriundos das áreas florestais, 850 EJ de pastagens e os restantes 350 EJ de áreas agrícolas [14].

Em Portugal, tendo em conta que a Diretiva 2008/0016/COD [6] fixou uma meta vinculativa de 20% de energias renováveis no consumo energético dos estados membros e uma meta vinculativa de 10% de energias renováveis no setor dos transportes até 2020, e que a partir dessa data existem metas de 31% do consumo final de energia

primária, 60% da eletricidade produzida e 10% do consumo de energia nos transportes rodoviários [4],[23], houve necessidade de dar alguns passos no sentido de estimar o potencial energético das energias renováveis mais significativas. Neste contexto, e apesar de no respeitante à quantificação do potencial em biomassa terem sido poucos os avanços, foram ainda assim atribuídas 13 licenças de exploração para centrais termoelétricas a biomassa florestal, num total de 86,4 MW de potência instalada, dos quais ainda poucos estão em fase de exploração.

Quanto à capacidade de produção de biomassa do país surgem algumas discrepâncias, dependendo dos estudos consultados. Segundo a Direção Nacional das Fileiras Florestais [24], verifica-se que existe “em Portugal um potencial de combustível disponível em resíduos florestais de aproximadamente 3,6 milhões de ton. de matéria seca/ano (a que correspondem cerca de 1,6 milhões tep – toneladas equivalentes de petróleo), valor este superior ao da Grécia (1,2 milhões de ton.), Inglaterra (1,7 milhões de ton.), Suíça (1,8 milhões de ton.), Itália (3,2 milhões de ton.) e Noruega (3,5 milhões de ton.), e apenas ligeiramente inferior a outros países com área muito maior que Portugal.

Já Campilho citado por [24] , por outro lado, refere que “a disponibilidade anual de resíduos florestais em Portugal ascende a mais de 5 milhões de ton. de matéria seca (20% de humidade), dos quais 2,6 milhões são provenientes de matos que não têm ainda atividade económica de exploração consumada e 2,5 milhões são de resíduos da exploração das duas principais espécies florestais do país (1,4 milhões de ton. do pinheiro-bravo e 1,1 milhões de ton. do eucalipto)”.

Estas disponibilidades de biomassa provenientes dos resíduos florestais serão, à partida, insuficientes para satisfazer as necessidades energéticas das 13 centrais a biomassa a concurso. Existe, assim, uma grande discrepância entre as disponibilidades potencial e efetiva de resíduos nas florestas [24]. Devido às difíceis condições orográficas de grande parte do território Português, que promovem elevados custos na extração e transporte dos resíduos florestais, só uma pequena porção destes resíduos terá viabilidade económica para ser aproveitada para produção de energia, entre 43 a 65% do total produzido segundo as últimas estimativas [24].

Lourinho [9], num estudo que teve como principal foco a estimativa do potencial de produção de biomassa em nove dos quinze concelhos do distrito de Portalegre (Alter do Chão, Arronches, Avis, Castelo de Vide, Crato, Marvão, Monforte, Portalegre e Sousel), inclui resíduos provenientes de culturas florestais e agrícolas na sua estimativa e verificou que a quantidade de resíduos utilizáveis na região do Alto Alentejo correspondia a cerca de 44 000 ton. secas/ano.

Esta quantidade anual de resíduos produzidos foi calculada recorrendo a fatores de biomassa específicos para cada espécie, obtidos através da literatura, tendo o autor realizado ainda uma estimativa da área efetiva de produção e do potencial energético da região (eficiência da conversão da biomassa em energia elétrica de 25%). Os resultados para a componente florestal encontram-se resumidos na Tabela 2, Tabela 3 e Tabela 4 seguintes.

Tabela 2 – Área Efetiva de Produção de Biomassa Residual de Origem Florestal (em ha)

| Família de Biomassa | Área efetiva (ha) | % | Concelho | Área efetiva (ha) | % |
|----------------------------|--------------------------|----------|---------------------------|--------------------------|----------|
| Biomassa Florestal | | | Biomassa Florestal | | |
| Azinheira | 18883 | 37,9 | Alter do Chão | 5063,0 | 10,2 |
| Sobreiro | 15813 | 31,7 | Arronches | 3676,0 | 7,38 |
| Castanheiro | 303,00 | 0,61 | Avis | 10821 | 21,7 |
| Carvalho | 1855,0 | 3,72 | Castelo de vide | 3655,0 | 7,33 |
| Eucalipto | 7234,0 | 14,7 | Crato | 8458,0 | 17,0 |
| Outras Folhosas | 2381,0 | 4,78 | Marvão | 2628,0 | 5,07 |
| Outras Resinosas | 189,00 | 0,38 | Monforte | 5121,0 | 10,3 |
| Pinheiro Bravo | 2007,0 | 4,03 | Portalegre | 7542,0 | 15,1 |
| Pinheiro Manso | 206,00 | 0,41 | Sousel | 2974,0 | 5,97 |
| Matos | 877,00 | 1,76 | | | |
| Total | 49837 | | | | |

Fonte: [9]

Tabela 3 – Disponibilidade de Biomassa Residual de Origem Florestal (em ton secas/ano)

| Família de Biomassa | Disponibilidade de biomassa (ton secas/ano) | % | Concelho | Disponibilidade de biomassa (ton secas/ano) | % |
|---------------------------|---|------|---------------------------|---|------|
| Biomassa Florestal | | | Biomassa Florestal | | |
| Azinheira | 9064,0 | 22,6 | Alter do Chão | 3692,0 | 9,22 |
| Sobreiro | 15813 | 39,5 | Arronches | 2386,0 | 5,96 |
| Castanheiro | 151,00 | 0,38 | Avis | 8940,0 | 22,3 |
| Carvalho | 928,00 | 2,32 | Castelo de vide | 3630,0 | 9,07 |
| Eucalipto | 6445,0 | 16,1 | Crato | 6794,0 | 17,0 |
| Outras Folhosas | 1785,0 | 4,46 | Marvão | 2648,0 | 6,62 |
| Outras Resinosas | 161,00 | 0,40 | Monforte | 2950,0 | 7,37 |
| Pinheiro Bravo | 2007,0 | 5,01 | Portalegre | 6799,0 | 17,0 |
| Pinheiro Manso | 175,00 | 0,44 | Sousel | 2196,0 | 5,49 |
| Matos | 3507,0 | 8,76 | | | |
| Total | 40035 | | | | |

Fonte: [9]

Tabela 4 – Potencial Energético da Biomassa Residual de Origem Florestal (em MWh/ano)

| Família de Biomassa | Potencial energético (MWh/ano) | % | Concelho | Potencial energético (MWh/ano) | % |
|---------------------------|--------------------------------|------|---------------------------|--------------------------------|------|
| Biomassa Florestal | | | Biomassa Florestal | | |
| Azinheira | 8812,0 | 22,1 | Alter do Chão | 3664,0 | 9,19 |
| Sobreiro | 15373 | 38,5 | Arronches | 2329,0 | 5,84 |
| Castanheiro | 158,00 | 0,40 | Avis | 8782,0 | 22,0 |
| Carvalho | 966,00 | 2,42 | Castelo de vide | 3615,0 | 9,06 |
| Eucalipto | 6713,0 | 16,8 | Crato | 6845,0 | 17,2 |
| Outras Folhosas | 1736,0 | 4,35 | Marvão | 2667,0 | 6,69 |
| Outras Resinosas | 167,00 | 0,42 | Monforte | 2871,0 | 7,20 |
| Pinheiro Bravo | 2370,0 | 5,94 | Portalegre | 6976,0 | 17,5 |
| Pinheiro Manso | 182,00 | 0,46 | Sousel | 2138,0 | 5,36 |
| Matos | 3409,0 | 8,55 | | | |
| Total | 39887 | | | | |

Fonte: [9]

Ainda segundo este estudo, as principais famílias de biomassa existentes são o sobreiro (39,5% dos resíduos), a azinheira (22,6%), o eucalipto (16,1%), os matos (8,76%) e o pinheiro bravo (5,01%). A restante percentagem de biomassa florestal residual provém das outras tipologias estudadas (castanheiro, carvalho, pinheiro manso, outras folhosas, outras resinosas). Para além disso, facilmente concluímos que Avis, Portalegre e Crato, são os concelhos que possuem as maiores quantidades de biomassa disponíveis, com 8940 (22,3%), 6799 (17%), 6794 (17%) e 3692 (9,22%) ton. secas/ano respetivamente. Como se pode verificar pela Tabela 3, existem 40 035 ton. de resíduos da biomassa que são de origem florestal. Pela Tabela 4 [9] verifica-se que existe um potencial energético total de 39 887 MWh/ano.

Lourinho [9] conclui ainda que o potencial energético do Alto Alentejo, caso toda a biomassa existente (não só florestal mas também agrícola) fosse transformada em energia elétrica, é cerca de 43700 MWh/ano, correspondente a cerca de 18% do consumo total de eletricidade registado na região em 2010. Estes valores são manifestamente insuficientes para a implementação de uma unidade de produção centralizada de 10MWe (prevista para Zona Industrial de Portalegre), uma vez que os resultados sugerem que apenas 45% das necessidades de matéria-prima da referida central iriam ser satisfeitas com biomassa local.

Por outro lado, há ainda que considerar os custos do transporte da biomassa, pois se tivermos em conta que o abastecimento neste tipo de projetos é geralmente efetuado num raio de 30 Km, os valores apresentados seriam ainda mais modestos. Para este autor, na área de influência da central prevista existe uma disponibilidade de biomassa de 27 957 ton. secas/ano, correspondente a cerca de 63% do total estimado, e quantidade suficiente para o abastecimento de uma unidade de produção de, no máximo, 3 MWe.

Se a matéria-prima existente não é suficiente para a criação de uma unidade centralizada de produção, então a biomassa disponível não é simplesmente aproveitada? Lourinho [9] suger exatamente o contrário, isto é, que a biomassa existente seja aproveitada mas canalizada para uma ou mais unidades de produção de pequena potência, garantindo que

desta forma, e tendo em conta a biomassa local e o seu transporte, os recursos da região satisfaçam as necessidades da unidade de produção a instalar.

Assim levanta-se a questão: Onde localizar então as unidades de produção descentralizadas e como fazer o transporte dessa biomassa até aos locais de consumo?

2.3 – Logística e transportes na área da biomassa

Esta é a questão está relacionada essencialmente com a logística e os seus processos.

O conceito de Logística remonta à antiguidade e tem mudado tão consideravelmente que o seu significado atual, tanto para os governos como para os agentes económicos, difere bastante do conceito inicial perpetrado pelos filósofos gregos [25].

Toda a Logística tem origem nas organizações militares, pois foi nestas organizações que primeiramente se percebeu o seu significado e a sua importância, tanto a movimentar exércitos como a travar e vencer batalhas [26]. A Logística pode, assim, ser definida como¹ “...o processo de planejar, implementar e controlar de uma forma eficaz e a baixo custo, os fluxos e a armazenagem de bens, de serviços e de toda a informação associada, do ponto de origem ao ponto de consumo, de forma a satisfazer os requisitos do cliente” [27].

A Logística ou a Gestão Logística está presente em todos os níveis de planeamento e execução [28]. Não se deve, também, dissociar o termo Logística de Atividades Logísticas, na medida em que estes se interrelacionam e complementam. “Atividades Logísticas são a gestão do “inbound” e do “outbound” em termos de transporte (transporte de entrada e transporte de saída), gestão da frota, gestão da armazenagem, gestão de materiais e seu manuseamento, gestão da resposta a encomendas, desenho da rede logística, gestão de inventários, planeamento do abastecimento e da procura e gestão dos prestadores de serviços logísticos”[28]. A Logística é, pois, todo o processo no qual se desenvolve o movimento de materiais ou produtos (para dentro e para fora) numa empresa ou organização [27].

Apesar de a logística englobar um vasto conjunto de elementos, a verdade é que os transportes são um dos pontos mais importantes numa cadeia de abastecimento. São,

¹ Council of Logistics Management, USA

aliás, de tal maneira importantes que, muitas vezes, se chega a pensar que a logística está consignada exclusivamente a eles. Na verdade, este pensamento não é de todo exagerado, uma vez que o transporte de mercadorias, desde os locais onde são produzidas até aos locais onde são necessárias, fazem com que cada trajeto possa fomentar um ganho efetivo de valor, se devidamente pensado [26]. Os transportes movimentam os produtos para o local certo, no momento desejado e com a qualidade esperada, gerando valor acrescentado pela criação da utilidade de tempo e lugar [28].

Mas em que aspeto a perspetiva logística é importante neste projeto?

Por definição, a logística engloba, entre outras atividades, o transporte de mercadorias, que é *“o movimento de produtos, quer sejam matérias-primas ou produtos acabados, desde os produtores até ao consumidor final e é, reconhecidamente, uma área crítica para o desempenho de uma cadeia de abastecimento”*[28].

Para este projeto interessa não só o transporte (secundário) da matéria-prima (biomassa), desde o ponto de recolha até às unidades de processamento, mas também o transporte (primário) que é efetuado no terreno até ao primeiro local de pouso. Deste modo, a logística é importante.

Dado o desenvolvimento da rede viária da zona em estudo, e também as características da matéria-prima a transportar, não subsistem grandes dúvidas quanto ao modo de transporte a aplicar na gestão logística da biomassa da região do Alto Alentejo.

O transporte de resíduos na região (nas suas duas componentes – primário e secundário) terá de ser necessariamente realizado por modo rodoviário. Este modo, para além de ser o que mais tem crescido na Europa, é também aquele que permite a máxima flexibilidade e fiabilidade, conseguindo-se uma velocidade de transporte compreendida entre os 0 e os 90 km/h. Permite ainda a entrega ponto a ponto com as mais baixas taxas de circulação em vazio e é o único que se adapta a distâncias muito curtas, abaixo dos 50 km, sendo o seu uso aconselhável para distâncias até 500 km [26]. No entanto, há ainda que levar em linha de conta que entre um a dois terços das despesas com custos logísticos nas empresas emergem da questão dos transportes [27][28].

Em Portugal, apesar de, na generalidade, o modo rodoviário ser o modo de transporte mais prejudicial ao ambiente pelas enormes quantidades de CO₂ emitidas, a verdade é

que este continua a ser o mais utilizado, correspondendo a cerca de 90% do universo existente e com uma forte tendência de crescimento anual [29].

2.3.1 – Custos de transporte rodoviário

Quando se refere aos custos relativos aos serviços de transporte, realça-se que estes estão intimamente ligados ao modo de transporte envolvido e são expressos, geralmente, em termos de cada tonelada transportada por cada quilómetro percorrido [28]. Na Tabela 5 apresenta-se um exemplo de cálculo de custos de transporte rodoviário.

Tabela 5 - Custos de Transporte Rodoviário

| Transporte Rodoviário | | | |
|--|--|---|--|
| Custos gerais (custos fixos + custos variáveis) | Custos fixos (investimento em infraestruturas e equipamento) | Custos variáveis (dependem diretamente da carga transportada) | Preço |
| Custo da movimentação das mercadorias | Baixos – Infraestruturas públicas | Médios – custos de combustível, taxas de manutenção | 11,72 (€/ton/km) 15-25% dos custos estão associados às operações de manuseamento. Recolha / entrega |
| Custos relacionados com o manuseamento dos produtos em operações de carga e descarga | | | |
| Seguros | | | |
| Perdas e estragos (eventuais) | | | |
| Inventário em trânsito | | | |

Fonte: [26]

Atentando à Tabela 5 pode verificar-se que os custos de transportes rodoviários possuem duas componentes fundamentais: uma fixa e outra variável. Os custos fixos são medidos por unidade de tempo e não variam com o nível de atividade, incluindo despesas com o equipamento, com as infraestruturas e instalações, seguros e taxas,

administração, salários de pessoal (variáveis quando há recurso a subcontratação), amortizações e encargos financeiros.

Já os custos variáveis relacionam-se com a distância percorrida, isto é, aumentam proporcionalmente à distância (carga transportada por km), incluindo, por sua vez, os custos diretos associados ao transporte de cada material, o combustível consumido (L/100 km), a manutenção e reparação de veículos, o desgaste de pneus, o manuseamento de produtos e as recolhas e entregas [28]. O preço pode ser formado de duas formas [28]:

1. Custo do serviço – quando engloba no seu todo os custos fixos + custos variáveis + margem de lucro;
2. Valor do serviço – quando o preço é formulado com base no valor adotado no mercado, tendo particular atenção à sua competitividade.

Resumindo, o que de facto é importante mencionar relativamente ao que se pretende é que os custos de transporte são função da distância percorrida e do volume transportado e que a distância influencia diretamente os custos variáveis, sendo os custos fixos relativamente baixos [28].

De referir ainda que se os custos fixos aumentam, os custos com a distância tendem a diminuir por uma razão muito simples: se existem elevados custos de manuseamento, as distâncias longas necessitam de menos operações de manuseamento. De qualquer forma, existem sempre custos em cada viagem que não dependem da distância. Como se pode verificar na Figura 3, a linha dos custos não tem origem no 0 pois existem sempre custos associados a cada viagem que não dependem da distância percorrida [28]. Para além do exposto, os custos estão ainda dependentes da carga transportada e decrescem com o aumento do volume em função da sua diluição nos custos de carga, custos de entrega, custos administrativos, entre outros.

Importante reter também que o preço de transporte por tonelada diminui com o aumento da densidade de carga, para além do manuseamento, responsabilidade e, naturalmente, o regresso do transporte em vazio [28].

Figura 3 – Custos em Função da Distância e Custos em Função do Volume



Fonte: [28]

2.3.2 – Cadeia de valor do aproveitamento da biomassa

Do enquadramento geral da cadeia logística à qual se associa os transportes, mencionando de uma forma genérica como se formulam os seus custos, parte-se agora para um enquadramento mais específico segundo a perspetiva da bioenergia.

É notório, e do conhecimento geral, que o setor da biomassa evoluiu significativamente nos últimos anos, em especial nas últimas décadas, e que com ele evoluiu também toda a mecanização da sua recolha, com particular incidência no setor das florestas.

Sendo os resíduos da biomassa florestal (BFR) um negócio potencialmente em crescendo face ao que se tem vindo a apontar, surgem equipamentos inovadores que com estes resíduos laboram, especificamente maquinaria de recolha, trituração, enfardamento e transporte final, que permite efetuar um trabalho na floresta de uma forma metódica, inovadora e cada vez mais eficiente.

A exploração da floresta engloba, assim, um conjunto de operações coordenadas que permitem a obtenção de matéria-prima e que vão desde o abate até ao transporte final dos resíduos.

A seguir são abordadas as várias atividades e operações florestais importantes para o presente projeto, na perspetiva logística.

2.3.2.1– Recolha e processamento

Com referência especificamente a BFR, existem uma série de processos na floresta, anteriores ao transporte, que têm que ser considerados e que incluem o abate, que consiste no corte da árvore, normalmente obtido através do uso manual de uma motosserra; o desrame, que significa o corte de ramos e galhos ao longo da árvore, e o descasque ou toragem das árvores, que mais não é do que o corte da árvore em troncos de madeira de menor dimensão para posterior transporte, bem como o retirar da casca dos troncos com uso de motosserra (processo moroso e com custo elevado) ou com uso mecânico de uma mesa processadora ou *harvester* que permite fazer todas as operações necessárias de uma só vez [30].

A BFR proveniente do desrame (rama e bicadas) ou do descasque pode ser recolhida e aproveitada. Existem ainda operações específicas relativas ao aproveitamento da biomassa, para fins energéticos que podem ser efetuadas antes ou depois do transporte primário, uma vez que a sua realização pode ser efetuada diretamente no terreno ou apenas no carregadouro, em concreto, da trituração, crivagem e enfardamento dos resíduos de biomassa [18].

2.3.2.2 – Trituração ou estilha

A trituração é o processo de transformação da biomassa, através de uma máquina trituradora, em partículas de menor dimensão (entre 5 e 150 mm) normalmente designadas por estilha. Esta operação permite o manuseamento, transporte e transformação da biomassa em energia de forma mais eficiente [18].

2.3.2.3 – Crivagem

A crivagem consiste na operação de remoção de produtos contaminantes da biomassa como pedras e areias, através de um crivo vibratório e é normalmente efetuada após a trituração [18].

2.3.2.4 – Enfardamento

O enfardamento é o processo de compressão e corte da biomassa em fardos normalmente cilíndricos, com cerca de 70 cm de diâmetro e 250 a 320 cm de

comprimento, um peso médio de cerca de meia tonelada e uma humidade próxima dos 50% [18].

2.3.2.5 – Transporte primário

O transporte primário [18] consiste no primeiro transporte da BFR por caminho florestal, desde o local de abate ou recolha até ao carregadouro ou primeiro ponto de pouso. Este tipo de transporte, também designado por extração ou rechega, pode ser efetuado por um trator agrícola, por um *forwarder* (máquinas que apresentam grande produtividade e eficiência), por um camião ou ainda, em casos de maior declive, por cabo-gruas [18].

É efetuado normalmente por equipamentos (transportes) de pequena dimensão que têm como tarefas principais o carregamento da biomassa, a deslocação da viatura após este carregamento e a operação de descarga no carregadouro. Esta descarga pode ser efetuada para o chão ou diretamente para o veículo de transporte secundário (final) como forma de otimização de recursos [31].

Batidzirai et al.[32] fazem alusão ao transporte primário, definindo-o como a biomassa que é recolhida nos locais de produção e transportada até um ponto de encontro situado numa estrada ou num ponto de acesso ferroviário, aguardando o transporte secundário.

Encarando a exploração da BFR como um processo integrado na atividade florestal e enquadrado numa perspetiva ótima a nível operacional e económica, assume-se que o transporte primário engloba todas as operações anteriormente referidas (recolha e processamento, trituração, crivagem ou enfardamento) e que os valores apresentados já incluem todas as atividades realizadas na floresta até ao transporte secundário ou final.

2.3.2.6 – Transporte secundário

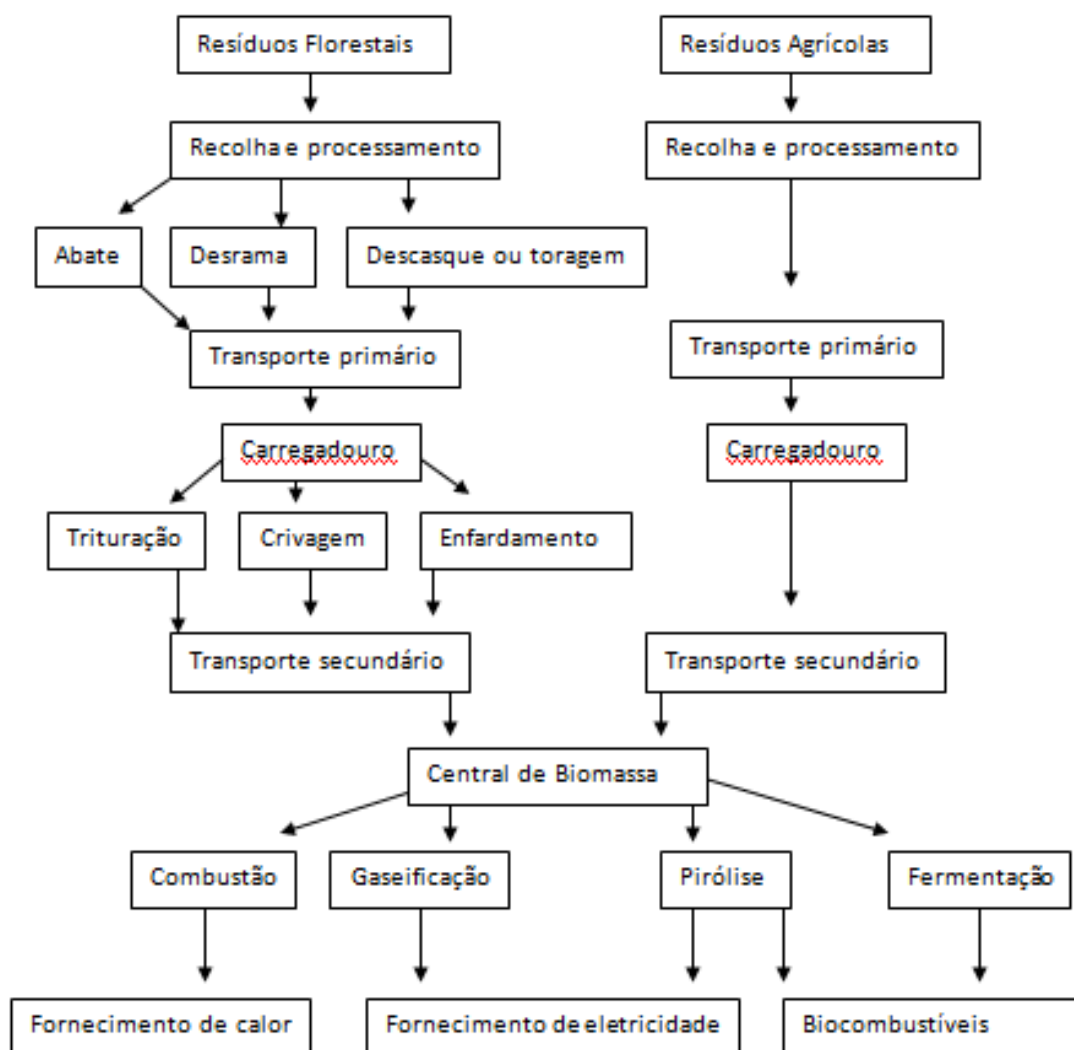
Este tipo de transporte é o que é efetuado desde o primeiro ponto de pouso ou carregadouro até às unidades de produção de energia e pode ser realizado por trator com reboque (para distâncias até 10 km no máximo devido à sua capacidade de carga e velocidade) ou camião (para distâncias até cerca de 100 km). Em termos de volume, os camiões suportam cargas entre os 70 e 90 m³, correspondendo a pesos entre as 16 e 26 toneladas de biomassa, dependendo do acondicionamento e da humidade.

Neste tipo de transporte importa referir que as operações de carga e descarga são efetuadas, normalmente, através de uma grua hidráulica já integrada nos camiões, tornando-os independentes de outro tipo de equipamento para o efeito [18].

Na Figura 4 apresenta-se a cadeia logística associada à biomassa. Pode verificar-se que o transporte primário é realizado após o abate, a desrama, o descasque ou a toragem da biomassa, pois parte-se do princípio que estas fases seriam feitas no terreno. No entanto, o transporte primário pode acontecer apenas depois destas fases, sempre que elas sejam operadas no carregadouro ou primeiro ponto de pouso.

No final do esquema não se faz alusão à digestão anaeróbia da biomassa, por no presente projeto se considerar unicamente os resíduos agrícolas e florestais e não os resíduos de aterros sanitários.

Figura 4 – Cadeia Logística da Biomassa



2.3.2.7 – Transporte da biomassa

Na posse de informações sobre o custo da cadeia de operações e com o conhecimento de como é que estes custos variam em função das distâncias de transporte, é possível, partindo daí, fazer uma avaliação do aproveitamento da biomassa de uma região. Por norma, efetua-se a avaliação dos custos associados ao transporte secundário pelo que também se seguirá essa linha de orientação, não obstante também se poder estabelecer uma relação custo/distância para o transporte primário [18].

Na literatura existem várias referências aos custos de transporte de biomassa. Caputo et. Al [33] referem que os custos da biomassa e do seu transporte são os principais fatores de custos operacionais que mais colocam entraves ao investimento. Obviamente que a viabilidade económica, assim como a eficiência da utilização dos resíduos, assenta no pressuposto de que existem custos associados, nomeadamente de transação da biomassa, das operações de colheita, da força de trabalho disponível, do uso ou não de tecnologias inovadoras, dos transportes, entre outros custos [34].

Por sua vez, Frombo et al [15] salientam que, para avaliar os custos de transporte de biomassa, são necessárias algumas variáveis de decisão, sendo elas a capacidade da central termoelétrica e a quantidade de biomassa passível de ser recolhida anualmente numa parcela específica de terreno ou floresta.

Para Batidzirai et al. [32] os custos de transporte do resíduo são mesmo os que exercem maior influência nos custos finais da cadeia de valor quando comparados com outros custos, tendo estes autores formado uma base de dados relativamente ao transporte rodoviário da biomassa, a qual é apresentada na Tabela 6. Estes autores referem que o camião é o meio que melhor se adapta ao transporte deste tipo de resíduos, referindo o transporte de materiais como fardos, paletes e combustíveis, e dando uma perspetiva do peso, do volume e dos custos associados a cada um deles.

Os dados apresentados nesta Tabela 6 são interessantes na medida em que permitem fazer uma comparação com os dados obtidos junto de algumas empresas de serviços de transporte locais.

Tabela 6 - Dados Operacionais para o Transporte de Biomassa em Termos Logísticos

| | Capacidade | Capacidade | Custos | O&M | Carga/ Descarga | Carga/ Descarga | Consumo de energia |
|-------------------------|------------|-------------------|--------|-----|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------|
| Camião | (ton.) | (m ³) | (€/km) | (%) | Velocidade (m ³ /h) | Custos (€/m ³) | (MJ/km) |
| Fardos | 28.00 | 100 | 1.12 | 4 | 260.00 | 0.5 | 18.20 |
| Paletes | 28.00 | 100 | 1.12 | 4 | 260.00 | 0.5 | 18.20 |
| Combustíveis | 28.00 | 100 | 1.63 | 4 | 260.00 | 0.5 | 18.20 |
| | | | | | | | |
| Transportadora regional | 24.00 | 85.70 | 1.25 | 4 | 260.00 | 0.5 | 18.20 |

Fonte: [32]

É ainda interessante notar que, segundo Banowetz et al. [35], o transporte das quantidades de resíduos usados no abastecimento de uma grande unidade de produção de energia no noroeste do Pacífico não é economicamente viável, e que a descentralização da produção em pequenas unidades de produção junto dos locais de recolha dessa biomassa apresenta grandes potencialidades de redução dos custos de transporte a um nível económico aceitável.

Segundo Netto [18] é possível estimar os custos do transporte primário de resíduos da biomassa, através da utilização de equipamento especializado e consequentemente mais eficiente. Na Tabela 7 verifica-se que, segundo este autor, os custos relacionados com todas as operações realizadas na floresta até ao descarregamento no primeiro ponto de pouso ou carregadouro totalizam 14,35€/ton.

Tabela 7 - Custos Totais de Recolha, Transporte Primário e Trituração (€/ton)

| | | Custo €/t | Custo ponderado |
|---------------------------|------------------|-----------|-----------------|
| Transporte Primário | Camião | 5,47 | 6,31 |
| | <i>Forwarder</i> | 5,28 | |
| | Trator agrícola | 8,18 | |
| | Alimentação | 1,51 | 1,51 |
| | Trituração | 6,53 | 6,53 |
| Custo total (real em €/t) | | | 14,35 |

Fonte: [18]

Ainda em relação aos custos associados ao transporte primário dos resíduos, Sá [36] desenvolveu um modelo de quantificação de custos de dois tipos de biomassa (lenhosa e florestal residual), tendo estimado o custo total relativo às operações necessárias para o seu aproveitamento em 27,70€ e 25,65 €/ton, respetivamente.

Na Tabela 8 e Tabela 9 apresenta-se estes custos desagregados pelo tipo de operação realizada. É importante salientar que estas tabelas apresentam os custos de transporte primário, o qual se considera como incluindo todas as operações realizadas na floresta até ao transporte final ou secundário.

Tabela 8 – Desagregação de Custos Associados ao Transporte Primário de Biomassa Lenhosa

| | Operações | Custo (€/ton) |
|----------------------------|------------------|----------------------|
| Transporte primário | Abate | 1,61 |
| | Processamento | 4,68 |
| | Transporte | 11,39 |
| | Estilha | 10,02 |
| | Total | 27,70 |

Fonte: [36]

Tabela 9 – Desagregação de Custos Associados ao Transporte Primário de Biomassa Florestal Residual

| | Operações | Custo (€/ton) |
|----------------------------|------------------|----------------------|
| Transporte primário | Transporte | 15,63 |
| | Estilha | 10,02 |
| | Total | 25,65 |

Fonte: [36]

Relativamente ao transporte final da biomassa (ou transporte secundário), os custos associados são sempre calculados entre o carregadouro ou primeiro ponto de pouso e a unidade consumidora, sendo apenas função da distância percorrida [18]. No seu estudo, Netto [18] estimou que os custos do transporte secundário seriam cerca de 17% do custo total da biomassa, embora o valor crescesse em função das distâncias percorridas.

Assim, para uma distância entre o carregadouro e a unidade de produção de 35 km, o valor aumenta para cerca de 26% [18]. Salienta-se que estes custos são normalmente

estimados, ajustando funções de custo a observações recolhidas com transportadoras a operar no terreno.

Assim, levanta-se a questão de como se pode obter resultados, sabendo que a BFR disponível está dispersa por todo o Alto Alentejo? Para resposta a esta questão apresenta-se a seguir algumas metodologias adotadas na literatura.

2.4 – Metodologias de avaliação do aproveitamento da biomassa

É possível encontrar na literatura um conjunto de trabalhos que se debruçam sobre os aspetos económicos da implementação de unidades de produção ligadas à biomassa. Loução [37], no seu trabalho “Valorização da biomassa florestal, proveniente da doença de nemátodo de pinheiro, para produção de “peletes”, faz uma análise económica à instalação de uma fábrica de “peletes” através do método do Valor Atual Líquido (VAL), que é o cálculo dos somatórios dos *cash-flows* anuais atualizados a uma determinada taxa, retirados ao montante do investimento inicial (atualizado à mesma taxa).

Através deste método é possível saber se é garantida a recuperação do investimento e a remuneração dos investidores. Para este autor, a instalação de uma unidade de produção implica um investimento inicial (I) que tem como objetivo produzir um determinado bem, no caso “peletes,” durante um certo período de tempo (chamado período de vida útil). O exercício de funcionamento e operação da fábrica estende-se por cada ano do seu período de vida e pode ser traduzido num fluxo de caixa (FC) dado pela equação: $FC = \text{receitas} - \text{despesas}$.

No caso mencionado, as receitas provêm da venda de peletes e as despesas advêm do somatório dos custos de investimento e de operação e manutenção (O&M). O VAL é positivo quando garante o retorno económico do investimento ao fim de “n” anos de vida útil da empresa e negativo quando as receitas são inferiores às despesas e o retorno económico da operação de investimento não é assegurado.

Outros indicadores importantes são a Taxa Interna de Rendibilidade (TIR), que é a taxa máxima de rendibilidade do projeto, e o Período de Recuperação do Investimento (PRI) que corresponde ao espaço temporal de retorno do capital investido no projeto [37].

Freppaz et al.[38] fazem uma análise económica da biomassa florestal existente numa pequena região montanhosa de Itália, tendo em vista a produção de energia térmica e elétrica através de vários processos termoquímicos. Para o efeito, estes autores criaram um sistema de apoio à decisão que lhes permitiu, através da integração de informação geográfica de base e a utilização de métodos de programação matemática, definir a localização e capacidade ótimas de unidades de produção de energia a biomassa, para além de tomar decisões em relação aos aspetos logísticos da sua recolha. A análise contemplou aspetos económicos, técnicos, políticos e sociais, tendo os autores concluído que apenas 16% das necessidades de energia da área em questão poderiam ser satisfeitas a um custo razoável e somente através da tecnologia de combustão.

Panichelli e Gnansounou [39] apresentam um sistema de apoio à decisão baseado no SIG para otimizar a localização de unidades de produção de energia através de uma abordagem de minimização de custos quando existe uma variabilidade significativa nos preços da biomassa e quando têm que ser colocadas mais do que uma central na região de estudo (região de Espanha).

Estes autores adotaram uma metodologia que resolve o problema da concorrência de recursos entre unidades de produção de energia através de um modelo de localização-alocação que tem como base as quantidades de biomassa com menores custos existentes no local de estudo. Como conclusão, este estudo refere que os locais de implementação ótima variam em função da competição de recursos e que este tipo de problema só pode ser resolvido pelo uso de ferramentas adequadas, nomeadamente base de dados SIG e algoritmos computacionais específicos [39].

Caputo et al. [33] fazem um estudo económico das variáveis logísticas da utilização de biomassa na produção de energia por combustão e gaseificação. Esta investigação centrou-se numa avaliação à capacidade das centrais entre os 5 e os 50 MW de produção. A metodologia adotada consistiu numa análise à capacidade instalada das centrais de forma a estimar a sua rentabilidade económica com base no investimento de capital total, no custo de funcionamento total e nas receitas da venda de energia elétrica produzida num ano.

Como conclusão, os autores referem que a eletricidade produzida a partir da biomassa sai muito mais cara do que a eletricidade produzida a partir de outras fontes tradicionais como o carvão e o gás, muito por força dos custos logísticos envolvidos.

Isto deve-se ao facto de as centrais de biomassa serem pequenas em termos de capacidade quando comparadas com as centrais elétricas a combustíveis fósseis e, ao mesmo tempo, ao facto de requererem enormes quantidades de matéria-prima para o seu funcionamento, uma vez que o poder calorífico da biomassa é baixo em comparação com o carvão ou o óleo [33]. Estes autores chegaram ainda à conclusão que à luz das condições tecnológicas e mercadológicas atualmente existentes, os parâmetros económicos e logísticos não são suficientes para suportar as despesas de investimento necessárias, apesar de, ainda assim, a combustão apresentar uma melhor rendibilidade.

Relativamente à gaseificação, a logística (trabalho de operação, manutenção, custos de transporte de cinzas / eliminação) pode tornar-se um fator capaz de melhorar o desempenho económico e a rendibilidade deste processo, pois esta técnica de conversão responde de forma mais eficaz a condições adversas, caracterizadas por altos custos de compra de biomassa e elevados custos no transporte dessa mesma biomassa (custos esses associados à baixa capacidade dos veículos e à densidade e distribuição da biomassa, especialmente para unidades de produção superiores a 35 MW).

Gómez et al. [40] fazem, por sua vez, uma análise económica baseada na construção de curvas de custo para cada unidade de energia produzida (potencial económico), numa perspetiva da utilização de resíduos agroflorestais para a produção de energia elétrica. A metodologia aplicada ao território Espanhol baseou-se numa hierarquia de potenciais e foi integrada num SIG do qual se obteve informação georreferenciada.

Os resultados indicaram que o potencial económico da biomassa agroflorestal produzida em Espanha era de 46,3 PJ por ano, valor correspondente a 4,43% da energia elétrica gerada no país em 2008. Utilizando uma metodologia semelhante, o mesmo grupo de autores [41] avaliou o potencial de produção de eletricidade em Espanha através de resíduos agroindustriais. O modelo teve como base a informação estatística atual e utilizou uma ferramenta SIG como sistema de suporte. O potencial combinado dos resíduos agroindustriais neste país foi estimado em 2625 ktep de energia primária por ano, cerca de 1,85% da energia primária total consumida em Espanha em 2008. As

indústrias ligadas à transformação da azeitona e da madeira são aquelas que mais contribuem para este potencial [41].

2.5 – SIG (Sistema de Informação Geográfica)

Dentro das suas muitas aplicações, o uso do SIG estende-se por áreas tão vastas como o ordenamento do território, a conservação e gestão dos recursos naturais, a análise de impacto ambiental, a gestão de redes e telecomunicações, a análise de mercados, o planeamento e gestão florestal e os custos com transportes.

Para além disso, esta ferramenta assume ainda grande importância em termos de saúde e segurança pública, defesa e até mesmo como ajuda na resolução e gestão de situações de emergência e catástrofe, tal como aconteceu nos atentados terroristas de 11 de setembro de 2001 ao *World Trade Center*, em que foi preponderante nas restrições à circulação e monitorização das operações [42], ou ainda no *Tsunami* ocorrido em 2004 no Oceano Índico, em que foi utilizado um SIG na monitorização das ações de reconstrução da ajuda internacional, nos cálculos sobre a população afetada e na coordenação e otimização das capacidades logísticas de resposta das organizações humanitárias [43].

Especificamente na área da biomassa, Frombo *et al*, no seu estudo “*Planning woody biomass logistics for energy production: A strategic decision model*” [15] referem que um sistema de informação geográfica baseado num suporte de apoio à decisão ambiental (EDSS – *environmental decision support system*) pode ser usado para propor e avaliar estratégias de planeamento que minimizem os custos logísticos, os impactos ambientais e as questões tecnológicas associadas ao planeamento e gestão do meio ambiente e dos recursos naturais [44], [45].

Existem já alguns trabalhos na literatura acerca deste sistema (EDSS), nomeadamente na otimização da exploração de biomassa. Exemplo disso, são os trabalhos de Daly e Noon [46] em que os referidos autores propuseram um modelo SIG baseado no EDSS, para ajudar as autoridades de *Tennessee Valley* a estimar os custos do fornecimento de biomassa para produção de energia em unidades de produção junto aos locais de recolha, sistema esse capaz de analisar de forma eficiente a rede de transportes local (distâncias).

Nagel [47] também apresentou um modelo de decisão que permite a gestão da biomassa na produção de energia a um nível regional. Esta metodologia, testada no estado Alemão de *Brandenburg*, lida com muitos aspetos, entre os quais salientamos a sensibilidade das decisões relativas aos custos do combustível.

Também Lourinho, no seu trabalho “Avaliação do potencial energético em biomassa do Alto Alentejo” [9], recorreu a um SIG para obter dados concretos relativamente às quantidades e potencial da biomassa a nível regional (Alto Alentejo).

Os Sistemas de Informação Geográfica (SIG) são “*uma classe especial de sistemas de informação que controlam não só eventos, atividades e coisas, mas também onde esses eventos atividades e coisas acontecem ou existem* [42].” Segundo Longley *et. al.*, apesar de a definição de SIG não ser pacífica, estes sistemas podem ser considerados como uma ferramenta informática essencial na resolução de problemas geográficos, suportando o apoio á decisão espacial.

De natureza tecnológica precisa, os SIG permitem a introdução de informação, nomeadamente mapas digitais e entidades e instalações distribuídas geograficamente, como forma de construir uma base de dados geográficos, dados que sendo trabalhados e compilados manualmente seriam demasiado monótonos, dispendiosos ou até mesmo impercetíveis [42]. Os SIG abraçam cinco condicionantes específicas ao seu funcionamento [48]:

A tecnologia (componente fundamental):

1. hardware e software;
2. *Inputs* (dados) geográficos;
3. Organizações ou pessoas;
4. Métodos: Procedimentos para a conceção, criação e operação dos SIG;
5. Áreas de conhecimento: específicos e ou gerais da realidade geográfica.

No capítulo seguinte, é descrita a metodologia utilizada na avaliação do aproveitamento dos resíduos da biomassa disponível na região do Alto Alentejo, nas perspetivas logística, económica e financeira.

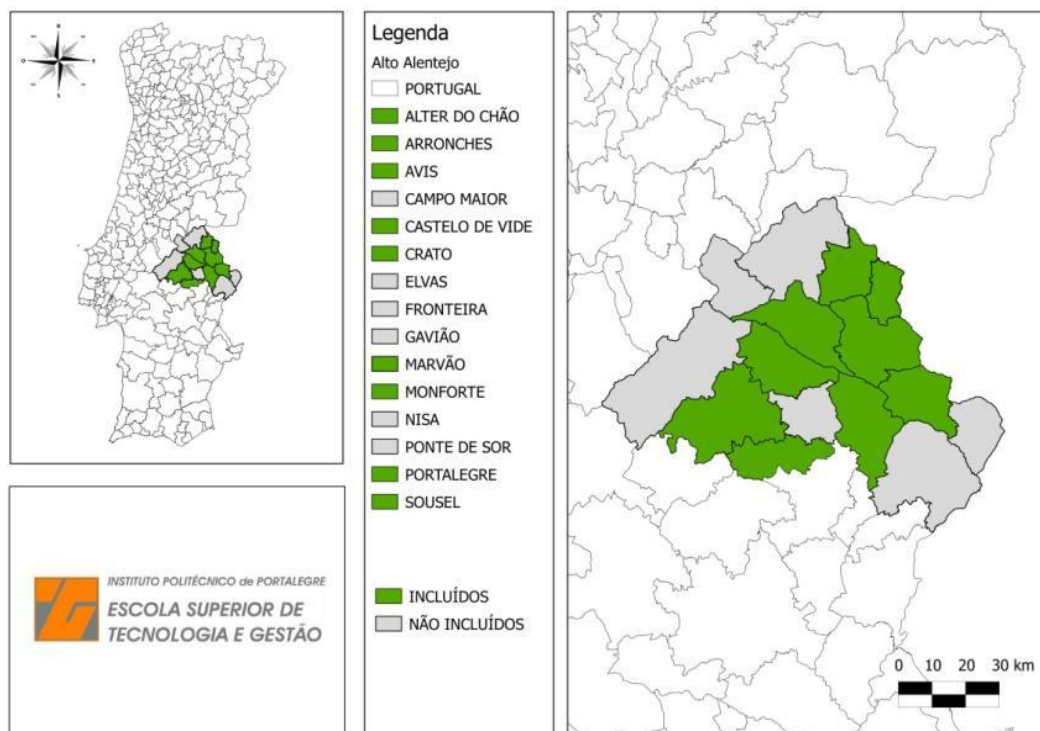
CAPÍTULO III - METODOLOGIA

3.1 – Caracterização da área em estudo (Alto Alentejo)

O distrito de Portalegre, pertencente à região do Alto Alentejo, é o sexto maior distrito de Portugal continental, possuindo uma superfície geográfica de aproximadamente 6084 km² [49] e situando-se no interior de Portugal, junto à fronteira com Espanha. Inclui 15 concelhos, entre eles: Alter do Chão, Arronches, Avis, Campo Maior, Castelo de Vide, Crato, Elvas, Fronteira, Gavião, Marvão, Monforte, Nisa, Ponte de Sor, Portalegre e Sousel. A população residente no distrito ronda os 188 448 habitantes, vindo a decrescer desde 2001 [50].

Predominantemente rural, esta região (Figura 5) possui 44% de coberto florestal e 41% de coberto agrícola [51], com um quinto da população ativa ligada ao setor primário, mas a grande maioria, 54%, ligada ao setor terciário [9]. Quanto ao clima, a zona em estudo situa-se no interior do País e possui um clima de características mediterrânicas, sendo extremamente importante e propício ao desenvolvimento de energias renováveis.

Figura 5 – Área de Estudo



Fonte: [9]

Como se pode observar pela Figura 5, a área a considerar no estudo, a verde, inclui os Concelhos de Alter do Chão, Arronches, Avis, Castelo de Vide, Crato Marvão, Monforte, Portalegre e Sousel. É de resto a área da qual possuímos dados sobre as quantidades de biomassa que foram apresentados por Lourinho no seu trabalho, “Avaliação do Potencial Energético em Biomassa do Alto Alentejo” [9].

3.2-Método e técnica

Para a análise da viabilidade económica e financeira relacionada com a instalação de projetos de bioenergia no Alto Alentejo é utilizada uma abordagem de minimização de custos similar à de Gómez et al. [41],[40], focada na estimativa do custo final de cada unidade de energia elétrica produzida, de modo a definir qual a melhor localização para a implementação de uma central termoelétrica a biomassa na região em estudo. Geralmente, a avaliação do aproveitamento de resíduos biomássicos, para fins energéticos tem como função a distribuição geográfica do recurso e as quantidades que dele estão disponíveis, bem como as características da matéria-prima e a tecnologia de conversão utilizada [40].

A metodologia baseia-se na utilização de uma aplicação SIG como ferramenta de suporte computacional e recorre a informação cartográfica georreferenciada [9] para a totalidade da área em estudo. Concretamente, neste trabalho são utilizadas duas aplicações distintas: o Quantum GIS e o GeoDaNet que, para além da análise e manipulação (cálculo e seleção) dos dados geoespaciais, são duas ferramentas essenciais no cálculo de distâncias e no estabelecimento de áreas de recolha ou abastecimento. Na Tabela 10 apresenta-se os dados geográficos necessários para a implementação da metodologia e na Tabela 11 os dados de entrada requeridos pelo modelo.

Especificamente, a avaliação realizada decorreu de acordo com os seguintes passos:

1. O primeiro passo para a análise económica e financeira do aproveitamento da biomassa disponível no Alto Alentejo consiste na seleção dos locais mais adequados para a implementação de projetos de bioenergia, definindo-se ainda áreas de abastecimento para cada um dos locais pré-selecionados, utilizando os dados cartográficos relativos ao potencial e BFR da região obtidos por Lourinho [9] (ver secção 2.2).

2. O segundo passo teve como base a estimativa dos custos associados ao transporte primário da biomassa até aos pontos de recolha (local da rede viária mais próximo, em €/ton).
3. Posteriormente, estima-se os custos associados ao transporte secundário dessa mesma biomassa em função da distância até cada uma das centrais (também em €/ton)
4. Por último, realiza-se a avaliação do aproveitamento da biomassa existente na região, de maneira a estimar o custo específico da eletricidade gerada (em €/MWh) por cada unidade de produção proposta, tendo em conta todos os custos anteriormente estimados. Para além disso, efetua-se o cálculo dos principais resultados, na perspetiva económica e financeira, e dos respetivos indicadores inerentes a um projeto de investimento de uma central a biomassa.

Tabela 10 - Dados Geográficos que possibilitaram a implementação da Metodologia em Ambiente SIG

| Dados geográficos | Fonte |
|--|--------------|
| Carta Administrativa Oficial de Portugal (CAOP), versão 2013 | [52] |
| Carta da Disponibilidade de Biomassa do Alto Alentejo | [9] |
| Cartografia Viária | CIMAA |

Tabela 11 - Requisitos em Matéria de Dados para a Estimativa do Custo da Eletricidade Produzida a partir da Biomassa Residual do Alto Alentejo

| Fontes de biomassa | Atributos |
|---------------------------|---------------------------------|
| Transporte Primário | Tipo de resíduo |
| Transporte Secundário | Distância |
| Custo da eletricidade | Biomassa disponível |
| | Potência instalada |
| | Custos de operação e manutenção |

A seguir descreve-se detalhadamente a metodologia utilizada na análise económica e financeira da transformação dos resíduos da biomassa do Alto Alentejo em energia elétrica através de processos de conversão termoquímicos.

3.3-Possível localização das centrais da biomassa e determinação das suas áreas de abastecimento

Para a análise logística, económica e financeira do aproveitamento da biomassa da região para fins energéticos (produção de eletricidade) é necessário selecionar os locais mais adequados, para a implementação dos projetos de bioenergia. Concretamente este procedimento tem como base os seguintes aspetos [53]:

- Preferência por áreas com alta produção de BFR;
- Preferência por locais com a rede elétrica bem desenvolvida;
- Preferência por locais com boas infraestruturas de transporte;
- Preferência por zonas com alto risco de fogos florestais.

No que diz respeito a áreas com alta produção de BFR verifica-se que os Municípios de Avis, Crato e Portalegre podem ser identificados como os maiores centros de biomassa da região, sendo por conseguinte, os mais adequados de acordo com este critério (ver Tabela 3 e Tabela 4).

No Alto Alentejo todos os municípios estão cobertos pela Rede Elétrica Nacional com linhas de alta, média e baixa tensão, pelo que nenhum dos municípios deve ser desconsiderado como candidato a receber uma central de produção de biomassa, segundo este princípio.

Sabe-se que os locais com boas infraestruturas de transporte são decisivos na implementação de unidades de produção de energia, uma vez que a sua existência é fundamental para as operações de recolha, transporte e descarga de BFR. O Alto Alentejo possui cerca de 711 km de acessos rodoviários distribuídos pelos seus 15 Concelhos. No seu todo, a rede viária é constituída por 127 km de itinerário principal, 29 km de itinerário complementar, 306 km são estradas nacionais e 249 km estradas regionais [54].

No geral, as acessibilidades do Alto Alentejo assentes no transporte rodoviário apresentam uma distribuição que satisfaz as mobilidades relacionadas com a

possibilidade de receber uma central termoelétrica a biomassa. Deste modo, nenhum dos concelhos abrangidos pelo projeto deve ser excluído, tendo em conta a sua rede de transportes.

A região, á semelhança de todo o interior do País, é vítima de inúmeros incêndios florestais anualmente. Em 2012 deflagraram em Portugal 4425 incêndios dos quais 88 ocorreram no distrito de Portalegre, particularmente nas zonas mais afastadas dos centros urbanos [55]. Tendo em conta este critério, nenhum dos municípios pode ser também excluído. De acordo com a análise anterior existem três municípios que preenchem os critérios estabelecidos: Avis, Crato e Portalegre.

A localização exata de cada unidade de processamento é definida, tendo em conta o local de construção da anteriormente prevista central de Portalegre (lote situado na zona industrial), pelo que se seguiu o mesmo princípio para os municípios de Avis e do Crato. Estes locais foram considerados propícios para a instalação deste tipo de projetos devido às suas características específicas as quais apresentamos na Tabela 12.

Tabela 12 – Descrição dos Locais de Implementação das Unidades de Processamento

| Concelho | Descrição |
|------------|--|
| Avis | Terreno localizado num lote da zona industrial do Município de Avis, com proximidade à rede elétrica (alta tensão) e bons acessos rodoviários. Coordenadas geográficas: 39°02'55.24"N; 7°53'22.53"O; 179m de altitude. |
| Crato | Terreno localizado num lote da zona industrial do Município de Crato, com proximidade à rede elétrica (alta tensão) e bons acessos rodoviários. Coordenadas geográficas: 39°17'41.58"N; 7°39'09.45"O; 278m de altitude. |
| Portalegre | Terreno localizado na Zona Industrial do Município para onde esteve prevista a construção da central de biomassa de Portalegre. Proximidade à futura subestação da EDP que irá servir a cidade e bons acessos viários ao local. Coordenadas geográficas: 39°15'40,81" N; 7°26'28,96"O; 406m de altitude. |

Após a seleção dos locais é possível definir áreas de influência, para cada uma das centrais, considerando-se que apenas seria economicamente viável recolher biomassa

dentro dos limites definidos. O procedimento consiste na definição de áreas de abastecimento iguais, para os três locais pré-selecionados, tendo estas, por razões relacionadas com os custos de transporte do recurso e com a extensão da área de estudo, sido consideradas como não superiores a 30 km [56], [9].

Em termos de implementação no SIG, o procedimento adotado na definição das áreas de influência pressupôs, inicialmente, a importação das coordenadas geográficas das unidades de produção situadas nos três concelhos selecionados para a base de dados já existente [9]. De seguida, criámos *buffers* de 30km em redor de cada um desses pontos de modo a definir quais os locais abrangidos pelas áreas de abastecimento definidas para cada unidade. Por fim, usando as capacidades de análise espacial do *software*, todos os polígonos situados num raio de 30km foram selecionados e um novo *layer* gerado com todas as zonas consideradas utilizáveis.

Por outras palavras, pode afirmar-se que com este procedimento se determina a disponibilidade de biomassa de cada uma das centrais em causa, isto é, quais as quantidades de biomassa residual disponíveis (ou alocáveis) na área de influência de cada uma delas. Na Figura 6, Figura 7 e Figura 8 representa-se graficamente as áreas de influência criadas para as centrais de Avis, Crato e Portalegre, respetivamente.

Figura 6 – Área de Influência da Unidade de Produção de Avis

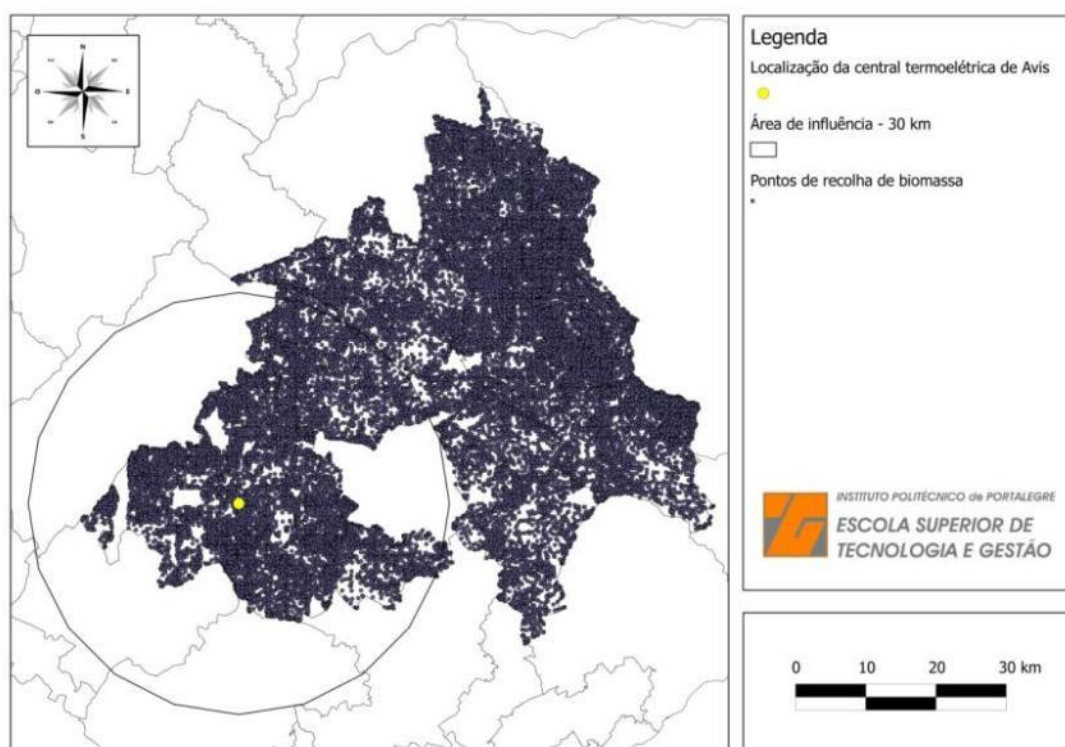


Figura 7 – Área de Influência da Unidade de Produção de Crato

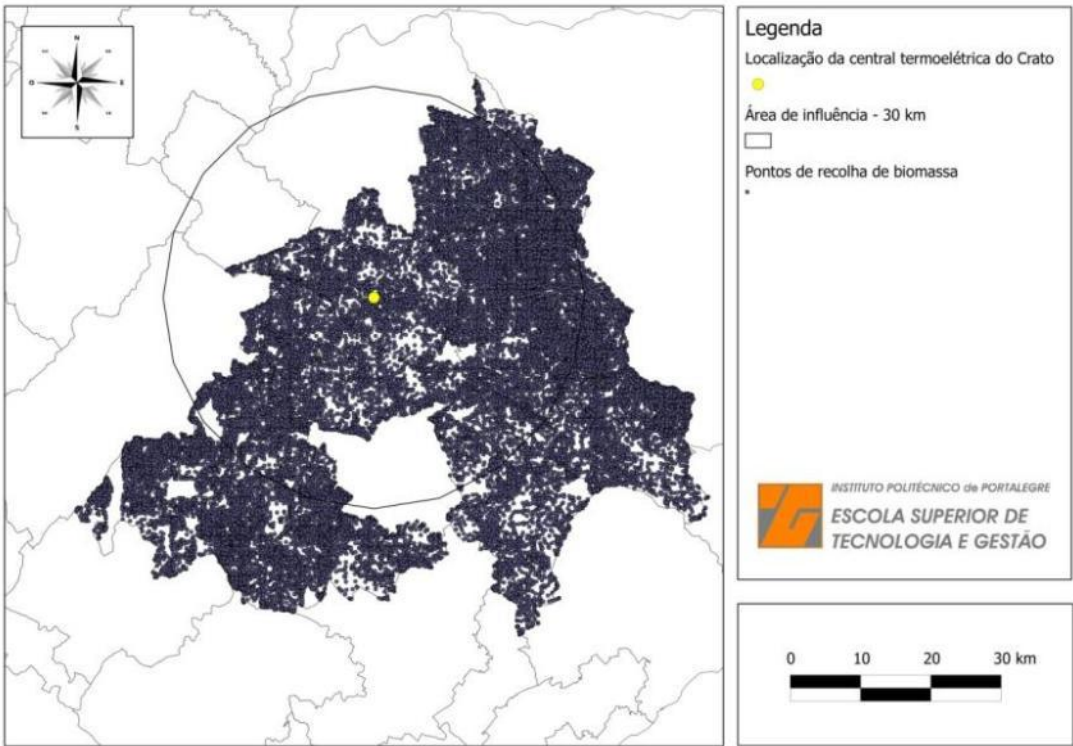
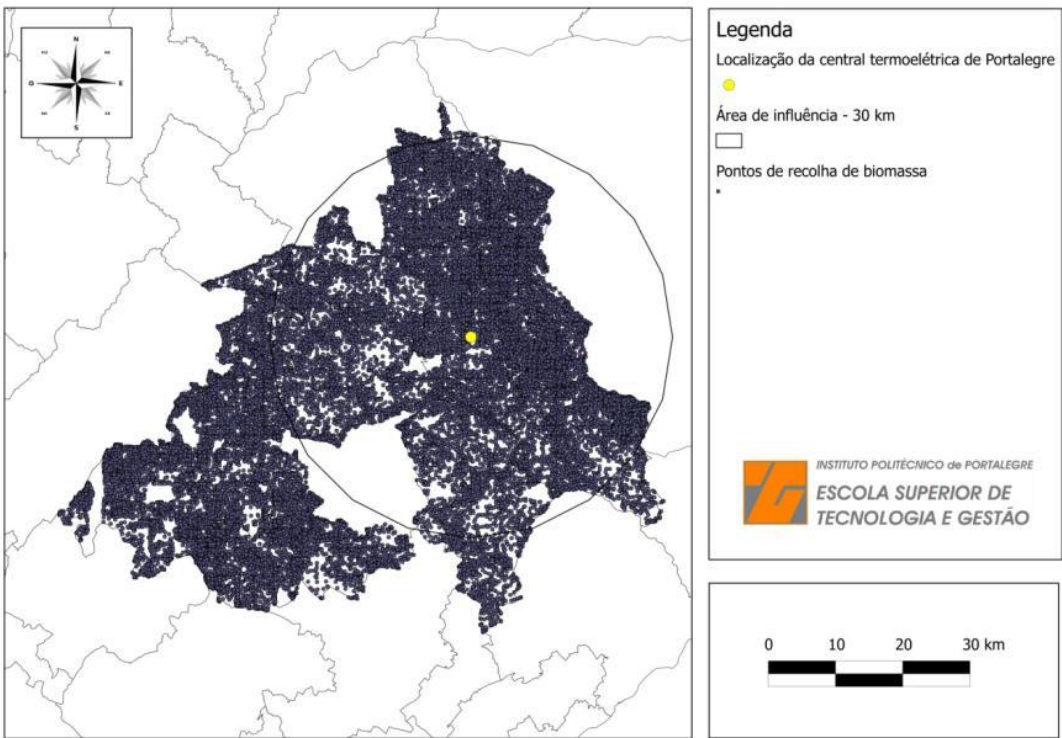


Figura 8 – Área de Influência da Unidade de Produção de Portalegre



3.4-Transporte primário

Para a estimativa do custo da eletricidade produzida a partir da biomassa residual disponível no Alto Alentejo é necessário determinar os custos relacionados com o transporte primário dos resíduos, cujas tarefas principais englobam o carregamento da biomassa recolhida, a deslocação da viatura que realiza a operação por caminho florestal, a descarga no carregadouro, a trituração da matéria-prima e o carregamento do resíduo triturado no veículo de transporte final.

O procedimento utilizado nesta quantificação tem como base uma análise da literatura [18],[30],[36], tendo-se optado por atribuir um valor fixo para estes custos em função do tipo de resíduo em causa (Tabela 14 a seguir apresentada).

O custo total do transporte primário da biomassa residual disponível no Alto Alentejo é obtido de acordo com a seguinte equação [18],[30] ,[36]:

$$TP_{nt} = \sum_n \sum_t \sum_r B_{nt} \cdot R_r$$

em que a soma se estende por cada ponto de recolha n localizado nos limites da área de abastecimento t , correspondendo B_{nt} à biomassa disponível em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em ton secas/ano), R_r ao custo unitário de recolha do tipo de resíduo r (em €/ton) e TP_{nt} ao custo total do transporte primário da biomassa existente em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em €/ano).

Na Tabela 13 pode verificar-se uma listagem da classificação de resíduos considerada. Posteriormente, a Tabela 14 apresenta os valores de R_r a utilizar. Estes valores representam o custo associado ao transporte primário de cada tonelada de biomassa, tendo em conta o tipo de resíduo considerado e incluem a recolha e a trituração da BFR (ver também Tabela 9). Os resíduos de biomassa agrícola não são considerados, uma vez que é prática comum na indústria ligada à bioenergia que uma central apenas consuma biomassa de um tipo [57].

Tabela 13 – Classificação de Resíduos em Função da Família de Biomassa

| Biomassa florestal residual | Biomassa agrícola |
|-----------------------------|----------------------|
| Castanheiro | Plantas herbáceas |
| Carvalho | Culturas de sequeiro |
| Outras folhosas | Olival |
| Outras resinosas | Pomares |
| Pinheiro bravo | Vinha |
| Pinheiro manso | |
| Matos | |
| Eucalipto | |
| Azinheira | |
| Sobreiro | |

Tabela 14 – Transporte Primário em Função do Tipo de Resíduo de Biomassa

| Tipo de resíduo | Custo (€/ton) |
|-----------------------------|-----------------|
| Biomassa florestal residual | 25,65 |
| Biomassa agrícola | Não considerada |

Fonte: [30]

3.5-Transporte secundário

Os SIG têm sido usados como uma potente ferramenta no cálculo de distâncias entre objetos espaciais (pontos ou polígonos), tanto em planos 2D como em redes planares. Este tipo de análise espacial envolve geralmente a determinação de duas distâncias diferentes: a distância euclidiana, definida como a distância entre dois objetos, utilizando um plano 2D como referência; e a distância pela rede viária, que se designa como o comprimento (ao longo de uma rede planar) do caminho mais curto que conecta dois pontos constantes dessa mesma rede.

A rede viária de uma região pode ser representada digitalmente por uma rede (ou grafo) planar através da utilização de nódulos (junções) e linhas (que conectam os diferentes nódulos). Os SIG constituem um ambiente fundamental na modelação e armazenamento da informação que com elas se relaciona.

Para o cálculo dos custos relacionados com o transporte secundário dos resíduos para cada uma das centrais indicadas o cálculo da distância entre cada ponto de recolha de biomassa e as referidas unidades de produção constituiu uma tarefa essencial. Porém, antes de iniciar a modelação propriamente dita é necessário preparar toda a informação geoespacial de base, procedendo-se à extração dos centróides de cada área discreta definida na cartografia, uma vez que as distâncias só podem ser determinadas entre objetos espaciais do mesmo tipo (pontos ou polígonos).

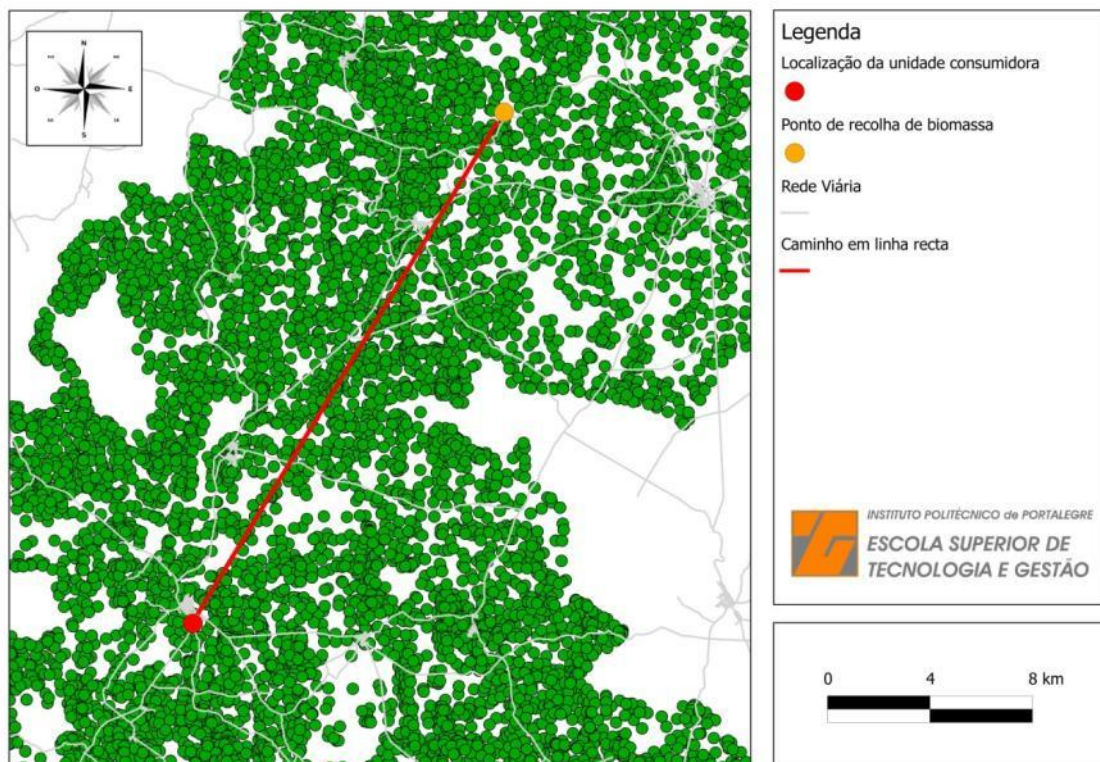
Finalizada esta preparação, o passo seguinte consiste em garantir que os vários níveis de cartografia (pontos de origem, ponto de destino e rede viária de *input*) estão projetados no mesmo sistema de coordenadas, só posteriormente se realizando o cálculo das distâncias euclidiana e pelo caminho mais curto da rede viária entre os diversos objetos cartográficos.

Relativamente à implementação do procedimento na área referente ao Alto Alentejo, as distâncias entre os vários objetos geográficos são calculadas da seguinte forma: carregamos os *layers*, contendo os objetos de origem (pontos de recolha), objeto de destino (porta da central termoelétrica) e rede planar da região para a aplicação SIG. Cria-se um campo de ID comum para todas as camadas (de modo a definir que a coluna da tabela de atributos dos diferentes *layers* é utilizada para identificar os objetos de origem e de destino) e inicia-se a tarefa de processamento, selecionando nas

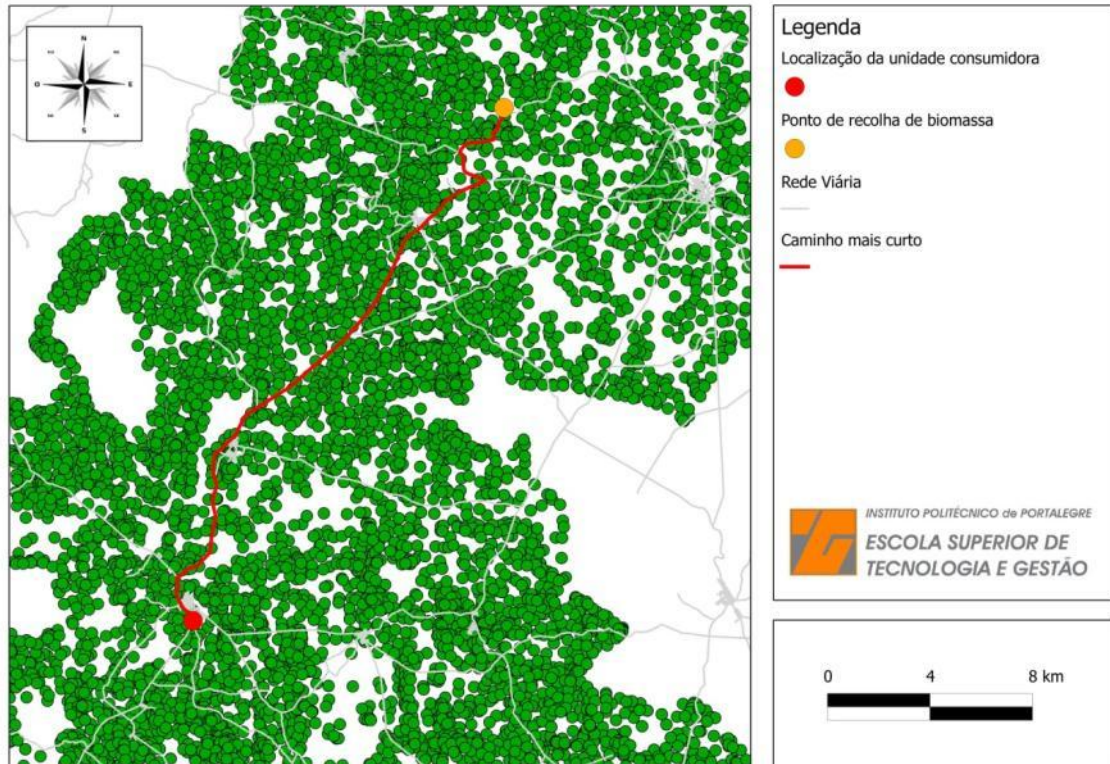
preferências a opção de calcular, para além da distância ao longo da rede viária através do algoritmo de *Dijkstra*, também a distância euclidiana entre os diversos pontos.

Após o processamento dos dados (~45-60min), obtém-se como resultado um ficheiro CSV com as distâncias requeridas, o qual se junta à cartografia de base. De referir que, no caso das distâncias calculadas pela rede viária, os objetos de origem são “quebrados” para o local mais próximo de passagem da via, considerando-se que serão estes os pontos de pouso a partir dos quais a biomassa de cada área respetiva é transportada até à unidade consumidora final. A Figura 9 e Figura 10 representam graficamente o cálculo das distâncias euclidiana e pela rede viária, respetivamente.

Figura 9 - Representação Gráfica do Cálculo da Distância utilizando a Matriz de Distância Euclidiana (caminho em linha reta)



**Figura 10 – Representação Gráfica do Cálculo da Distância utilizando o Algoritmo de *Dijkstra*
(caminho pela rede viária)**



Determinadas as distâncias entre todos os pontos de recolha da biomassa e o seu destino final (unidade consumidora), estão reunidas as condições para o cálculo dos custos associados ao transporte secundário da matéria-prima.

O tipo de transporte de biomassa abordado neste cálculo é efetuado em camiões com grande capacidade de carga e baseia-se num inquérito a transportadoras realizado por Netto [18] em que este autor, através do método dos mínimos quadrados (regressão linear), ajusta uma função para o custo de transporte final de acordo com as observações que recolheu. Considerando que toda a biomassa é transportada já triturada, os custos relacionados com o transporte secundário da biomassa residual do Alto Alentejo são calculados através da equação [19]:

$$TS_{nt} = \sum_n \sum_t B_{nt} \cdot (3,368 + 0,07632 \cdot D_{nt})$$

em que a soma se estende por cada ponto de recolha n localizado nos limites da área de abastecimento t , correspondendo B_{nt} à biomassa disponível em cada ponto de recolha n

na área de abastecimento t (em ton secas/ano), D_{nt} à distância (euclidiana ou pela rede viária) entre cada ponto de recolha n e a unidade consumidora a que se refere a área de abastecimento t (em km) e TS_{nt} ao custo total do transporte secundário da biomassa existente em cada ponto de recolha n na área de abastecimento t (em €/ano).

3.6-Análise económica e financeira

Para a análise económica e financeira do uso da biomassa para a produção de energia elétrica deve-se, obrigatoriamente, considerar os fatores, tais como as propriedades da matéria-prima (por exemplo a sua humidade e poder calorífico), a sua distribuição espacial na área em estudo, o processo de conversão a ser utilizado, a economia de escala da central termoelétrica proposta e as tarifas de venda da energia produzida à rede [41]. A avaliação a realizar neste trabalho incorpora todos estes aspetos e tem como objetivo estimar a capacidade instalada e a eletricidade gerada pelas unidades de produção sugeridas, para além de produzir uma estimativa do custo de produção de eletricidade a partir da biomassa residual da região.

A análise de custos começa com a definição da tecnologia de transformação da biomassa, tendo-se elegido três tecnologias de conversão por via termoquímica bem estabelecidas no mercado, todas disponíveis comercialmente. São elas: combustão em leito fixo (grelha) acoplada a ciclo de vapor (GC/ST), combustão em leito fluidizado acoplada a ciclo de vapor (FBC/ST) e gaseificação integrada de biomassa em ciclo combinado (BIG/CC). De acordo com as tecnologias referidas e segundo Gómez *et al.* [41], a capacidade instalada de cada uma das centrais termoelétricas hipotéticas é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$W_{n,t,i} = \frac{E_{nt}}{h_i} \cdot \eta_i$$

em que E_{nt} corresponde ao potencial energético da biomassa existente em cada ponto de recolha n situado na área de abastecimento t da central de tecnologia i (em MWh); h_i ao número de horas de funcionamento da central termoelétrica de tecnologia i (em h/ano); η_i à eficiência elétrica da central termoelétrica de tecnologia i ; e $W_{n,t,i}$ à capacidade instalada da unidade de produção de tecnologia i que usa a biomassa

disponível em cada ponto de recolha n pertencente à respetiva área de abastecimento t (em MW_e).

O custo de cada unidade de energia gerada a partir da área de abastecimento das centrais termoelétricas em estudo é calculado, usando a seguinte equação [41]:

$$C_t \cdot \sum_{n \in t} E_{nt} = aI^P W_{n,t,i} + \alpha I^P W_{n,t,i} + \sum_{n \in t} TP_{nt} + \sum_{n \in t} TS_{nt}$$

onde a soma se estende a cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t , correspondendo E_{nt} à energia gerada anualmente através da conversão da biomassa presente em cada ponto de recolha n situado na área de abastecimento t (em MWh/ano); a ao coeficiente de anualização do investimento inicial, calculado como $a = r[1 - (1 + r)^{-N}]$, em que r corresponde à taxa de atualização e N ao período de vida útil do investimento (em anos); I^P ao custo de investimento (instalação) por unidade de potência instalada (em €); $W_{n,t,i}$ à capacidade instalada da unidade de produção de tecnologia i que usa a biomassa disponível em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em MW_e); $\alpha I^P W_{n,t,i}$ aos custos de operação e manutenção, expressos como uma percentagem α dos custos de investimento; TP_{nt} ao custo total do transporte primário da biomassa existente em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em €/ano); TS_{nt} ao custo total do transporte secundário da biomassa existente em cada ponto de recolha n pertencente à área de abastecimento t (em €/ano); e C_t ao custo de cada unidade de energia gerada a partir da biomassa existente em cada área de abastecimento t (em €/MWh). Na Tabela 15 encontram-se listados todos os parâmetros utilizados na expressão [40].

Tabela 15 – Parâmetros Utilizados na Projeção do Custo da Energia Elétrica Produzida nas Centrais Propostas

| Tecnologia de conversão | | |
|-------------------------|-----------------------|---|
| GC/ST | Rendimento elétrico | $\eta = 0.160 x^{0.115} (\eta, \%, x, MW_{th})$ |
| | Custo de investimento | $Y = 5.36 x^{0.7} (Y, M€, x MW_e)$ |
| | Custos de exploração | $\alpha = 4\%$ |
| | Horas de operação | 7884h |
| | Período de vida útil | 25 anos |
| | Taxa de atualização | 9% |
| FBC/ST | Rendimento elétrico | $\eta = 0.229 x^{0.067} (\eta, \%, x, MW_{th})$ |
| | Custo de investimento | $Y = 6.76 x^{0.7} (Y, M€, x MW_e)$ |
| | Custos de exploração | $\alpha = 4\%$ |
| | Horas de operação | 7884h |
| | Período de vida útil | 25 anos |
| | Taxa de atualização | 9% |
| BIG/CC | Rendimento elétrico | $\eta = 0.994 x^{0.341} (\eta, \%, x, MW_{th})$ |
| | Custo de investimento | $Y = 9.12 x^{0.7} (Y, M€, x MW_e)$ |
| | Custos de exploração | $\alpha = 8\%$ |
| | Horas de operação | 7884h |
| | Período de vida útil | 25 anos |
| | Taxa de atualização | 9% |

Fonte: [40]

Estabelecidas as características específicas de cada unidade de produção, surgem condições para a elaboração das principais demonstrações financeiras previsionais, para cada um dos casos estudados, incluindo o conjunto de indicadores económico-financeiros a seguir indicados, conforme consta do Anexo I.

VAL (Valor Atual Líquido):

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{[R_E - TOC]_t}{(1+i)^t} - TCI$$

TIR (Taxa Interna de Rendibilidade):

$$TIR = \sum_{t=1}^N \frac{[R_E - TOC]_t}{(1+i)^t} - TCI = 0$$

PRI (Período de Retorno do Investimento):

$$PRI = \frac{TCI}{\sum_{t=1}^N \frac{[R_E - TOC]_t}{N}}$$

em que N é o período de vida útil da instalação (25 anos, uma vez que por lei a tarifa é garantida por este período de tempo); R_E é a receita anual resultante da venda da energia elétrica gerada (€/ano), calculada de acordo com o enquadramento legal definido para a remuneração da energia elétrica produzida a partir de FER (Dec. Lei nº 225/2007 de 31 Maio, detalhado no Anexo I); TOC corresponde ao custo total de operação e manutenção da unidade (€/ano), incluindo custos de aquisição da matéria-prima; i é a taxa de atualização do projeto (assumida como 9%) e TCI é o custo total de investimento (ver Tabela 15).

Na demonstração dos resultados previsionais deve-se ainda chamar a atenção para uma série de pressupostos e considerações tidos em conta nos cálculos [58]. Assim,

especifica-se que as despesas de investimento exigidas pelo projeto se distribuem pelas diferentes rubricas de ativos intangíveis e de ativos fixos tangíveis (terminologia do SNC-Sistema de Normalização Contabilística), sendo o valor total do investimento estimado através das equações da Tabela 15. Nas despesas com ativos intangíveis são consideradas despesas com o lançamento do concurso público para conceção e construção da central, bem como outras despesas complementares (cerca de 2M€ para as três tecnologias). O restante investimento em ativos fixo tangíveis compreende as rubricas relacionadas com a construção da central propriamente dita, nomeadamente [58]:

- Terrenos - os edifícios e o parque de armazenamento da BFR serão construídos num terreno de 5ha com um custo simbólico de $1\text{€}/\text{m}^2$, uma vez que se considera que os projetos são implementados em locais cedidos pelos municípios, nas respetivas zonas industriais;
- Linha elétrica - para o custo de construção da linha elétrica até ao ponto de injeção na rede considera-se um valor de 100 k€/km, devendo a linha ter uma extensão de aproximadamente 2km já que se pressupõe que os locais de instalação estão situados junto às subestações elétricas nos respetivos municípios;
- Equipamento básico principal, ferramentas e utensílios - o custo associado ao equipamento básico da central tem um peso de 80% no total do investimento em ativos fixos tangíveis; cerca de 97% da soma é investida em equipamento com ciclo de vida igual ao da central (25 anos) com os restantes 3% a corresponderem a equipamento de desgaste rápido; o investimento realizado em ferramentas e utensílios totaliza 10% do custo desta última rubrica;
- Investimento de Substituição - o investimento necessário para manter as condições de operacionalidade da central durante o seu período de vida útil é definido como uma proporção do investimento inicial em algumas rubricas do ativo fixo tangível a aplicar anualmente; tem início no segundo ano de exploração (2014) e prolonga-se até ao fim do projeto (2038), incluindo rubricas como construção civil (0,5%), linha elétrica (1%), equipamento de ciclo de vida igual à central (1%), equipamento de desgaste rápido (2%) e ferramentas e utensílios (20%).

Para além disto, foram são tidos em conta os pressupostos seguintes:

- Depreciações - os períodos de depreciação considerados para as diferentes rubricas do ativo fixo tangível são: 3 anos para as despesas de instalação e lançamento do concurso público, para conceção e construção da central; 4 anos para ferramentas e utensílios; 12 anos para a linha elétrica e equipamento básico principal; e 20 anos para as instalações propriamente ditas;
- Produção de energia elétrica - a estimativa da quantidade de energia a vender à rede elétrica é efetuada de acordo com os parâmetros de produção de cada tecnologia considerada, incluindo: horas de operação (80% e 85% nos primeiros dois anos de exploração e 90% em velocidade de cruzeiro); autoconsumos (12,1% da produção elétrica bruta); e perdas na linha (1,8% da produção elétrica menos autoconsumos);
- Custos de exploração - os custos de exploração inerentes ao funcionamento das centrais propostas são classificados em consumos diretos (biomassa), FSE (manutenção e custos de estrutura) e custos com o pessoal, correspondendo os dois últimos a uma percentagem do custo de investimento inicial (4% do total investido para as tecnologias de combustão e 8% do total investido para a tecnologia de gaseificação), tal como indicado na Tabela 15; os custos da biomassa correspondem à soma dos custos de transporte primário e secundário calculados no presente estudo; os custos de manutenção equivalem, de acordo com a tecnologia considerada, a um total de 2% e 5,5% do investimento inicial; os custos de estrutura correspondem a 0,5% e 1% da soma investida; e os custos com o pessoal correspondem a 1,5% do investimento;
- Pressupostos macroeconómicos e fiscais - a previsão da inflação para o período de vida útil do projeto decorre da média das previsões do INE nos últimos 10 anos, assumindo-se uma estabilização ao nível dos 2,9% a partir de 2015; o nível assumido para os *spreads* da taxa de juro é de 4% e a fiscalidade considerada é a que se encontra atualmente em vigor; para efeitos de cálculo das necessidades de fundo de maneo considera-se uma taxa média de retenção de IRS de 18%.
- Financiamento – considera-se que o projeto é financiado com uma estrutura mista de capitais composta por capitais próprios e alheios, devendo os capitais

Avaliação do aproveitamento dos resíduos da biomassa florestal da região do Alto Alentejo nas
perspetivas logística, económica e financeira

disponibilizados pelos acionistas representar cerca de 30 % do total do investimento, de acordo com as práticas de mercado para projetos deste tipo.

No capítulo seguinte apresenta-se os resultados do processamento dos dados que resultaram da aplicação da metodologia aqui descrita.

CAPÍTULO IV – RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 - Resultados

Neste capítulo apresentamos os resultados obtidos na implementação da metodologia descrita no capítulo anterior, de uma forma lógica e objetiva, para que a sua interpretação possa ser simples e sucinta.

4.1.1 - Áreas de abastecimento

Como referido no Capítulo III, o primeiro passo para a avaliação do aproveitamento da biomassa disponível no Alto Alentejo consistiu na avaliação dos dados da disponibilidade de biomassa produzidos por Lourinho [9] e a seleção dos locais mais adequados para a implementação de projetos de bioenergia, definindo-se ainda as áreas de abastecimento para cada um dos locais pré-selecionados.

4.1.1.1 - Área de abastecimento da unidade de produção de Avis

O primeiro resultado obtido a partir da aplicação da metodologia anteriormente descrita, refere-se diretamente à quantificação da área efetiva de produção e recolha de BFR e ainda ao potencial energético da área de influência considerada para cada unidade de produção.

Em Avis, a zona de abastecimento considerada estende-se por cerca de 18 000ha que se dividem respetivamente pelos Concelhos de Alter do Chão, Avis, Crato e Sousel (4272ha, 10 864ha, 89ha e 2959ha). Foram identificadas na área de influência da central cerca de 14 292 ton. de BFR de produção total anual, a que corresponde um potencial energético de 56 GWh/ano, conforme se pode verificar na Tabela 16.

Tabela 16 – Área Efetiva, Produção e Potencial Energético da Unidade de Produção de Avis

| Central | Município | Área efetiva [ha] | Produção [ton/ano] | Potencial energético (GWh/ano) |
|----------------|------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------------------|
| Avis | Alter Do Chão | 4272,0 | 3084,0 | 12,000 |
| | Avis | 10864 | 8943,0 | 35,000 |
| | Crato | 89,000 | 78,000 | 0,0000 |
| | Sousel | 2959,0 | 2186,0 | 9,0000 |
| | Total | 18183 | 14292 | 56,000 |

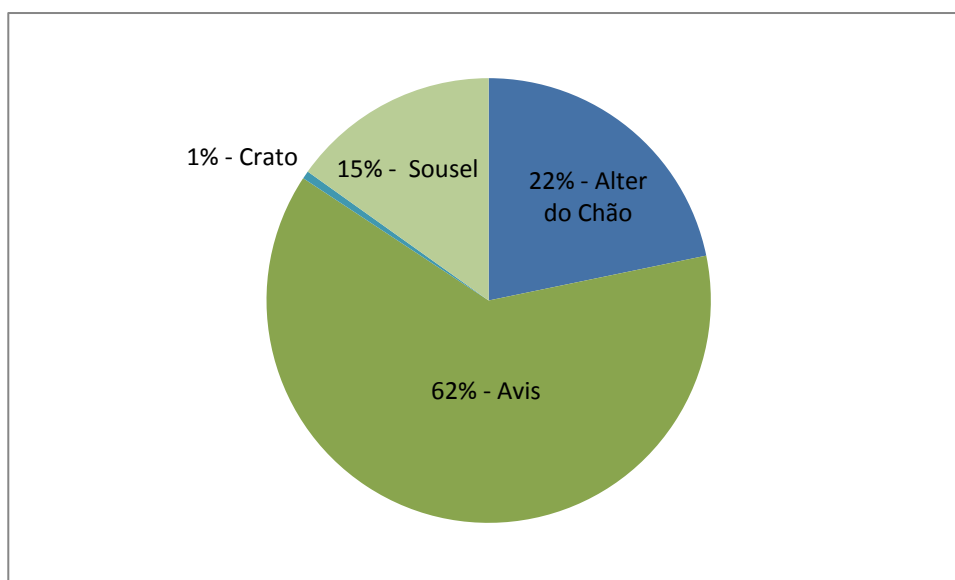
Fazendo referência à Tabela 16 salienta-se que na área de influência da central de Avis, a maior área efetiva, bem como a maior quantidade de BFR e o maior potencial energético, se situam no próprio concelho de Avis com 35 GWh/ano oriundos de 8943 ton. de produção anual de BFR disponíveis.

Assim, esta central utilizaria biomassa oriunda essencialmente de 3 concelhos: 22% de BFR de Alter do Chão, 62% de Avis e 15 % de Sousel, exercendo ainda influência numa pequena parte do concelho do Crato correspondente a menos de 1%, devido aos 30 km estabelecidos para cada território de abastecimento.

Especificamente, o Concelho de Alter do Chão contribui com um potencial energético de 12 GWh/ano derivados de 3084 ton. de BFR, enquanto Sousel pode fornecer 9 GWh/ano relativos a 2186 ton. de BFR a esta unidade de produção. O Concelho de Crato usufrui, por sua vez, de um potencial energético, para fornecimento desta central inferior a 1 GWh/ano derivados de 78 ton. de produção de BFR total anual.

A Figura 11 apresenta as percentagens de BFR/potencial energético de cada um dos concelhos na área de influência desta central.

Figura 11 – Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Avis



4.1.1.2 - Área de abastecimento da unidade de produção do Crato

No que respeita à central do Crato, quantifica-se também a respetiva área efetiva de produção e recolha de BFR. Este território abrange uma zona de abastecimento de 27 883ha, divididos pelos Concelhos de Alter do Chão, Arronches, Avis, Castelo de Vide, Crato, Marvão e Portalegre, a que correspondem 5245ha, 91ha, 3007ha, 3255ha, 8572ha, 1612ha, 6102ha a cada um dos concelhos referidos, respetivamente.

Para esta central foram identificadas mais de 23 230 ton. de BFR de produção total anual a que corresponde um potencial energético de 93 GWh/ano, conforme se pode constatar pela Tabela 17.

Tabela 17 - Área Efetiva, Produção e Potencial Energético da Unidade de Produção de Crato

| Central | Município | Área efetiva [ha] | Produção [ton/ano] | Potencial energético (GWh/ano) |
|---------|-----------------|-------------------|--------------------|--------------------------------|
| Crato | Alter Do Chão | 5245,0 | 3888,0 | 15,000 |
| | Arronches | 91,000 | 51,000 | 0,0000 |
| | Avis | 3007,0 | 2259,0 | 9,0000 |
| | Castelo De Vide | 3255,0 | 3126,0 | 12,000 |
| | Crato | 8572,0 | 6905,0 | 28,000 |
| | Marvão | 1612,0 | 1620,0 | 7,000 |
| | Portalegre | 6102,0 | 5384,0 | 22,000 |
| | Total | 27883 | 23232 | 93,000 |

De acordo com a Tabela 17 salienta-se que na área de influência da central do Crato, a maior área efetiva, a maior quantidade de BFR e ainda o maior potencial energético (cerca de 30%) se situam no próprio concelho do Crato com 28 GWh/ano originários de 6905 ton. de BFR disponíveis anualmente para produção de energia.

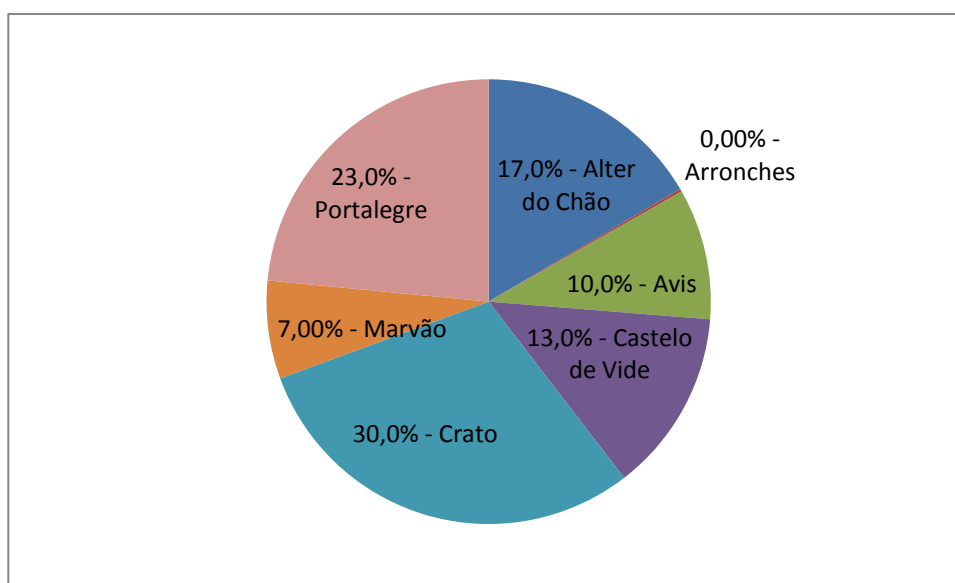
Concretamente, o concelho de Alter do Chão dispõe, na área de abastecimento da central de Crato, de um potencial energético de 15 GWh/ano derivados de 3888 ton. de BFR. Arronches pode fornecer a esta unidade de produção um potencial energético inferior a 1 GWh/ano derivados de 51 ton. de BFR de produção total anual e Avis está em condições de proporcionar 9 GWh/ano vindos de 2259 ton.

Para além dos concelhos referidos, há ainda que mencionar o concelho de Castelo de Vide, que permite obter um potencial energético de 12 GWh/ano derivados de 3126 ton

de BFR, o concelho de Marvão, que fornece a esta central um potencial energético de 7 GWh/ano relativos a 16204 ton. de BFR de produção total anual e, por último, o concelho de Portalegre que dispõe de um potencial energético para fornecimento à central do Crato de 22 GWh/ano derivados de 5384 ton. de produção de BFR.

Na Figura 12 apresenta-se a percentagem de BFR/potencial energético por concelho na área de influência da central de produção de Crato.

Figura 12 - Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Crato



4.1.1.3 – Área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre

Ainda dentro da definição das áreas de abastecimento, a área efetiva de produção e recolha de BFR é quantificada e o potencial energético disponível na área de influência considerada para a unidade de produção de Portalegre.

Verifica-se que este território abrange uma zona de abastecimento de 32 759ha, dividido pelos Concelhos de Alter do Chão (3697ha), Arronches (3516ha), Castelo de Vide (3314ha), Crato (7634ha), Marvão (2689ha), Monforte (4112ha) e Portalegre (7798ha). Estão disponíveis para esta central 26 719 ton. de BFR, a que corresponde um potencial energético de 107 GWh/ano, conforme se pode verificar na Tabela 18.

Em Portalegre, à semelhança dos concelhos anteriores, verifica-se que o concelho que recebe a central é aquele que contribui com a maior área efetiva, a maior quantidade de BFR e o maior potencial energético, concretamente 29 GWh/ano originários de 7137 ton. de BFR de produção total anual.

Tabela 18 - Área Efetiva e Potencial Energético da Unidade de Produção de Portalegre

| Central | Município | Área efetiva [ha] | Produção [ton/ano] | Potencial energético (GWh/ano) |
|------------|-----------------|-------------------|--------------------|--------------------------------|
| Portalegre | Alter Do Chão | 3697,0 | 2656,0 | 11,000 |
| | Arronches | 3516,0 | 2362,0 | 9,0000 |
| | Castelo De Vide | 3314,0 | 3331,0 | 13,000 |
| | Crato | 7634,0 | 6013,0 | 24,000 |
| | Marvão | 2689,0 | 2824,0 | 11,000 |
| | Monforte | 4112,0 | 2398,0 | 9,0000 |
| | Portalegre | 7798,0 | 7137,0 | 29,000 |
| | Total | 32759 | 26719 | 107,00 |

No que se refere à Tabela 18 importa ainda desagregar o potencial energético disponível em cada um dos concelhos abrangidos pela área de influência da central. Neste sentido, verifica-se que o concelho de Alter do Chão dispõe de um potencial energético de 11 GWh/ano derivados de 2656 ton. de produção de BFR anual, o concelho de Arronches detém um potencial energético capaz de fornecer esta unidade de produção de 9 GWh/ano derivados de 2362 ton. de BFR, o concelho de Castelo de Vide está em condições de fornecer 13 GWh/ano, vindos de 3331 ton. de BFR de produção e o concelho do Crato tem disponíveis 24 GWh/ano de potencial energético proveniente de 6013 ton. de BFR de produção anual.

Salienta-se ainda que o concelho de Marvão permite obter um potencial energético de 11 GWh/ano derivados de um potencial de 2824 ton de BFR anual e o concelho de Monforte que dispõe de um potencial energético para fornecimento a esta central de 9 GWh/ano derivados de 2398 ton. de produção de BFR total anual. Na Figura 15 pode verificar-se a percentagem de BFR/potencial energético por concelho na área de influência desta central. A par do Crato, a central de Portalegre é aquela que detém maior influência dos concelhos que a rodeiam, num total de 7. Por sua vez, Avis, ao invés, é influenciada apenas por 4 concelhos limítrofes.

Importa salientar que o concelho do Crato é o concelho que mais contribui com os seus recursos de BFR para o abastecimento da unidade de produção de energia de Portalegre, conforme se pode observar pela figura 13 e figura 14, tal como já havia acontecido anteriormente relativamente ao Crato.

Figura 13 - Percentagem de BFR/Potencial Energético na Área de Influência de Portalegre

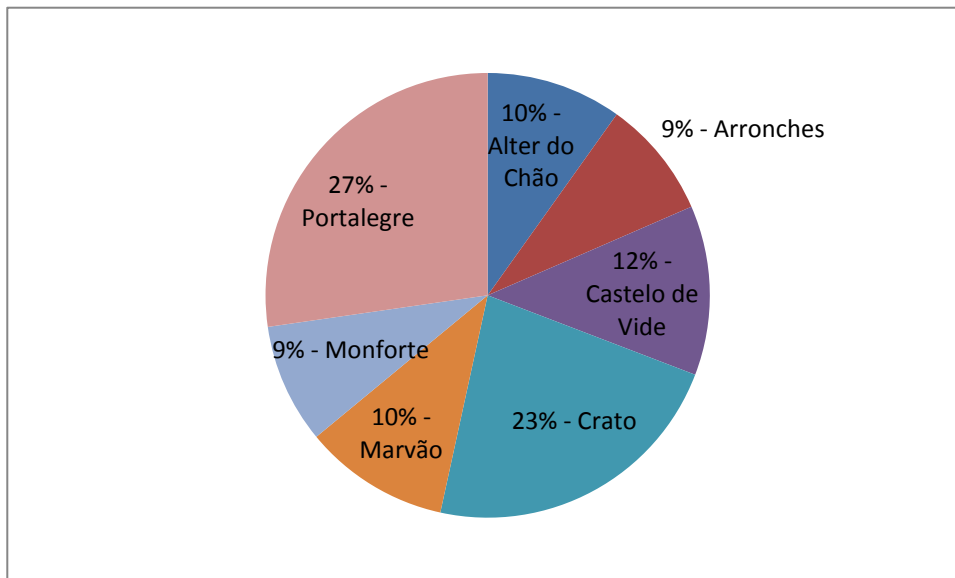
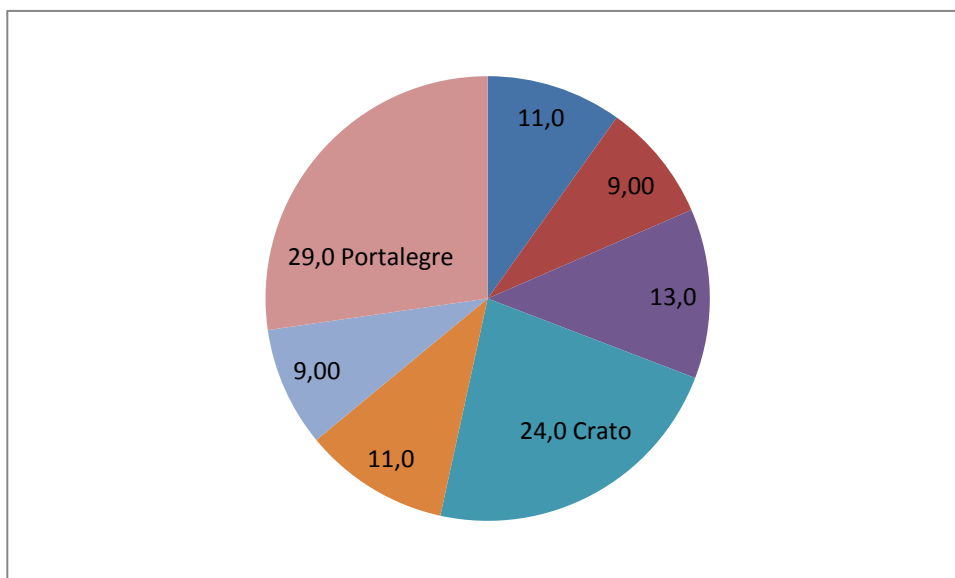


Figura 14 – Potencial Energético em GWh/ano na Área de Influência de Portalegre



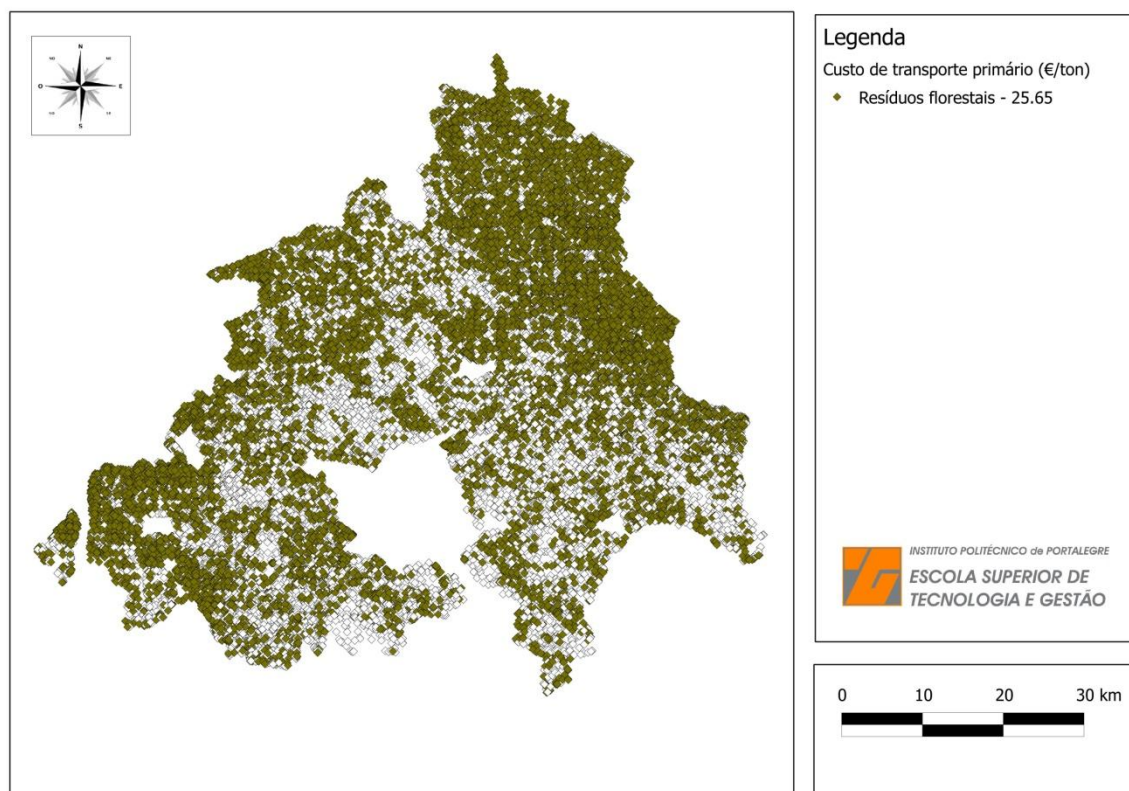
Tal como se pode verificar na Figura 14, é bem notório que depois de Portalegre é o concelho do Crato o que fornece maior potencial energético à central de Portalegre.

4.1.2 – Transporte primário

O segundo passo na metodologia descrita no capítulo anterior teve como base o cálculo dos custos associados ao transporte primário da biomassa até aos pontos de recolha (local da rede viária mais próximo, em €/ano). Salienta-se, tal como já referido antes, que no presente trabalho o transporte primário englobou todas as operações da floresta até ao primeiro ponto de pouso ou carregadouro (recolha, processamento e trituração ou estilha).

Na Figura 15 efetua-se uma apresentação gráfica da distribuição espacial dos custos relacionados com o transporte primário.

Figura 15 – Distribuição Espacial dos Custos de Transporte Primário



4.1.2.1– Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Avis

Na área de abastecimento da unidade de produção de Avis os custos associados às ações de transporte primário realizadas em cada ponto de recolha são calculados para cada um dos concelhos com influência direta nesta central, os quais são visíveis na Tabela 19.

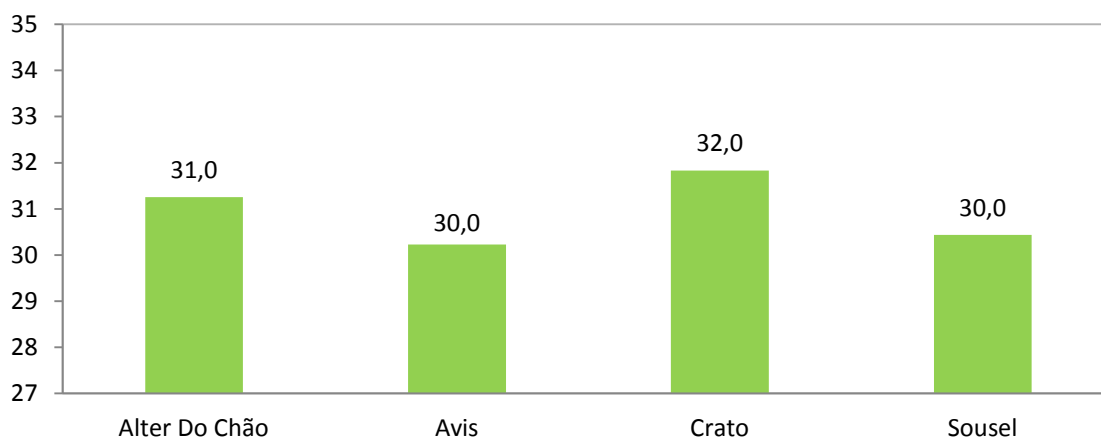
Na Tabela 19 verifica-se que em Alter do Chão o transporte primário da biomassa com incidência direta na unidade de produção de Avis possui um custo médio de 31 €/ano e, consequentemente, um custo total de 51 k€/ano. Relativamente a Avis, o custo de transporte primário médio é de 30 €/ano, totalizando 141 k€/ano. O Crato possui, por sua vez, um custo médio de 32 €/ano e um custo total anual de 0,8 k€/ano. Por último, verifica-se que Sousel regista um custo de transporte primário médio de 30 €/ano, o que perfaz um custo total de 46 k€/ano.

Tabela 19 – Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis

| Central | Município | Transporte Primário | |
|---------|---------------|---------------------|----------------|
| | | Médio [€/ano] | Total [k€/ano] |
| Avis | Alter Do Chão | 31,00 | 51,00 |
| | Avis | 30,00 | 141,0 |
| | Crato | 32,00 | 0,800 |
| | Sousel | 30,00 | 46,00 |
| | Total | 31,00 | 239,0 |

Em termos gerais, o custo médio associado ao transporte primário da biomassa na área de influência desta unidade de produção é de 31 €/ano correspondente a um valor total de 239 k€/ano. Para um mais fácil entendimento destes custos, e até para efeitos de comparação entre os vários concelhos da zona de influência da unidade de produção de Avis, apresenta-se a Figura 16.

Figura 16 – Custos de Transporte Primário (em €/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis



De acordo com a Figura 16, o Crato é o concelho que apresenta os custos de transporte primário mais elevados, seguindo-se Alter do Chão, Sousel e, por fim, Avis, como de resto seria de esperar, tendo em conta a central de destino da BFR.

4.1.2.2– Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Crato

Na área de abastecimento da unidade de produção de Crato, à semelhança do foi apresentado anteriormente, os custos de transporte primário são calculados para cada um dos concelhos com influência direta na central. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 20.

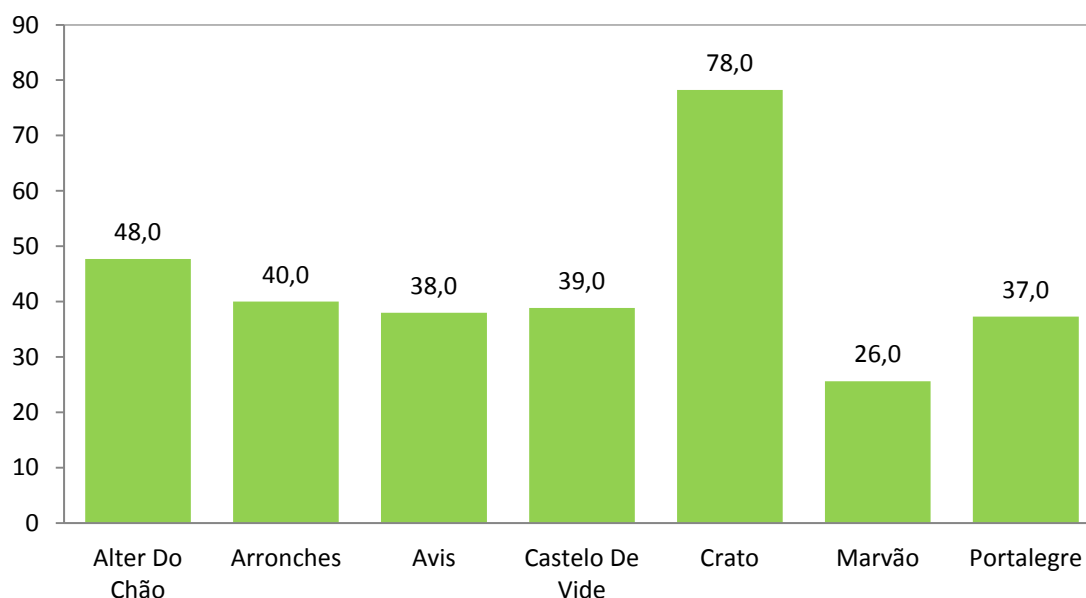
Tabela 20 – Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato

| Central | Município | Transporte Primário | |
|---------|-----------------|---------------------|----------------|
| | | Médio [€/ano] | Total [k€/ano] |
| Crato | Alter Do Chão | 48,00 | 105,0 |
| | Arronches | 40,00 | 1,000 |
| | Avis | 38,00 | 62,00 |
| | Castelo De Vide | 39,00 | 82,00 |
| | Crato | 78,00 | 184,0 |
| | Marvão | 26,00 | 43,00 |
| | Portalegre | 37,00 | 144,0 |
| | Total | 44,00 | 620,0 |

Analisando a Tabela 20, verifica-se que em Alter do Chão o transporte primário de biomassa tem um custo médio de 48 €/ano e, consequentemente, um custo total de 105 k€/ano. Por sua vez, Arronches regista um custo de transporte primário médio de 40 €/ano, a que corresponde um total anual de 1 k€/ano. Relativamente a Avis, os custos relacionados com esta componente são de 38 €/ano, totalizando 62 k€/ano. Castelo de Vide possui um custo médio deste transporte de 39 €/ano, que totaliza 82 k€/ano. No Concelho do Crato o custo médio do transporte primário de biomassa é de 78 €/ano com um custo total anual de 184 k€/ano. Quanto a Marvão, o seu custo médio é de 26 €/ano para um total de 43 k€/ano. Por último, Portalegre regista um custo de transporte primário médio de 37 €/ano, o que perfaz um custo total de 144 k€/ano.

Em termos gerais, o custo médio de transporte primário na área de influência desta unidade de produção atinge 44 €/ano, correspondentes a um total de 620 k€/ano. Na Figura 17 apresenta-se uma comparação dos custos de transporte primário nos vários concelhos da zona de influência da unidade de produção do Crato.

Figura 17 - Custos de Transporte Primário em (€/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato



Fazendo a desagregação na Figura 17, por ordem decrescente de custos, verifica-se que o concelho do Crato é aquele que apresenta um maior custo relativamente ao transporte primário da biomassa, seguindo-se os concelhos de Alter do Chão, Arronches, Castelo de Vide, Avis, Portalegre e Marvão.

4.1.2.3-Transporte primário da área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre

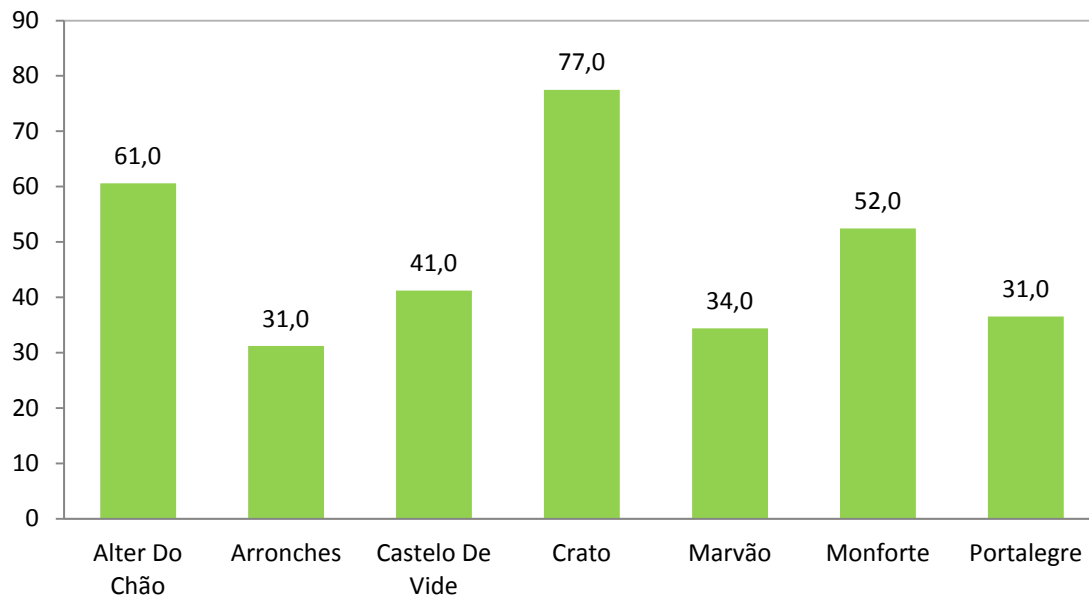
No que se refere à área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre, os custos de transporte primário são calculados de igual forma, para cada um dos concelhos com influência direta na central, tal como se pode verificar na Tabela 21. Efetuando a leitura da Tabela 21 verifica-se que o transporte primário no concelho Alter do Chão tem um custo médio de 61 €/ano e um custo total de 71 k€/ano. Em Arronches, o custo de transporte primário médio é de 31 €/ano, a que corresponde um total de 65 k€/ano. Castelo de Vide possui, por sua vez, um custo médio deste transporte de 41 €/ano, o que totaliza 88 k€/ano. O concelho do Crato possui um custo médio de 77 €/ano e um custo total anual de 160 k€/ano. Quanto a Marvão, o seu custo médio é de 34 €/ano, para um custo total de 75 k€/ano. Monforte regista um custo médio de 52 €/ano e um custo total de 66 k€/ano. Por último, Portalegre conserva um custo de transporte primário médio de 37 €/ano o que perfaz um custo total de 190 k€/ano. Em termos gerais, verifica-se que o custo médio associado ao transporte primário da biomassa na área de influência da unidade de produção de Portalegre atinge 48 €/ano, correspondentes a um total de 715 k€/ano.

Tabela 21 - Custos de Transporte Primário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre

| Central | Município | Transporte Primário | |
|------------|-----------------|---------------------|----------------|
| | | Médio [€/ano] | Total [k€/ano] |
| Portalegre | Alter Do Chão | 61,00 | 71,00 |
| | Arronches | 31,00 | 65,00 |
| | Castelo De Vide | 41,00 | 88,00 |
| | Crato | 77,00 | 160,0 |
| | Marvão | 34,00 | 75,00 |
| | Monforte | 52,00 | 66,00 |
| | Portalegre | 37,00 | 190,0 |
| | Total | 48,00 | 715,0 |

Para efeitos de comparação entre os vários concelhos da zona de influência da unidade de produção em questão, apresenta-se a Figura 18.

Figura 18 - Custos de Transporte Primário (em €/ano) da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre



De acordo com a Figura 18, em termos decrescentes dos custos de transporte primário, salienta-se o concelho do Crato, com maior custo médio de transporte primário, seguido de Alter do Chão, Monforte, Castelo de Vide, Portalegre, Marvão e Arronches, respetivamente.

4.1.3 -Transporte secundário

O terceiro passo da metodologia consiste em calcular os custos associados ao transporte secundário da BFR, em função da distância até cada uma das centrais (também em €/ton). Conforme mencionado na secção 3.5 do capítulo anterior, são efetuados dois cálculos para este tipo de transporte. Um consiste na distância ao longo da rede viária através do algoritmo de *Dijkstra* (caminho mais curto). O outro consiste na distância euclidiana (em linha reta) entre os diversos pontos, permitindo obter duas visões da mesma realidade, uma perceção mais simplificada e uma perceção mais realista.

4.1.3.1– Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção de Avis

Na Tabela 22 apresentam-se os resultados relativos ao transporte secundário da biomassa para a unidade de produção de Avis, sob as duas perspetivas anteriormente enumeradas.

Tabela 22 - Custos de Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Avis

| Central | Município | Distância Média [km] | Transporte Secundário | | Distância Média [km] | Transporte Secundário | |
|---------|---------------|----------------------|-----------------------|----------------|----------------------|-----------------------|----------------|
| | | Rede Viária | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] | Euclidiana | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] |
| Avis | Alter Do Chão | 29,00 | 6,000 | 17,00 | 23,00 | 5,000 | 16,00 |
| | Avis | 16,00 | 5,000 | 42,00 | 11,00 | 4,000 | 38,00 |
| | Crato | 37,00 | 6,000 | 0,000 | 30,00 | 6,000 | 0,000 |
| | Sousel | 19,00 | 5,000 | 11,00 | 15,00 | 5,000 | 10,00 |
| | Total | 25,00 | 5,000 | 70,00 | 20,00 | 5,000 | 64,00 |

De acordo com a Tabela 22, a distância pela rede viária entre Alter do Chão e a unidade de produção de Avis é de 29 km, com um custo médio de 6 €/ton., totalizando 17 k€/ano. Em contrapartida, a distância euclidiana (linha reta – perspetiva simplificada) é de 23 km, com um custo médio de 5 €/ton., a que correspondem 16 k€/ano.

Por sua vez, Avis possui uma distância real à central localizada no seu concelho de 16 km, com um custo médio de transporte secundário de 5 €/ton., totalizando 42 k€/ano; já na visão euclidiana essa distância altera-se para 11 km, com um custo médio mais baixo de 4 €/ton., perfazendo 38 k€/ano. A distância dos pontos de recolha de BFR do Crato à central de Avis pelo caminho mais curto da rede viária é de 37 km, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total anual inferior a 1 k€, enquanto que a distância euclidiana é de 30 km, acarretando um custo médio de 6 €/ton. e um total menor que 1 k€/ano.

Por último, Sousel está a uma distância de 19 km pela rede viária, com um custo médio de 5 €/ton., totalizando 11 k€/ano. Já a sua distância euclidiana é de 15 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um total de 10 k€/ano.

Em termos gerais, verifica-se que a distância média dos pontos de recolha à central de Avis é de 25 km pela rede viária, com um custo médio de 5 €/ton. e um custo total de 70 k€/ano. A distância média euclidiana a esta mesma unidade é de 20 km e tem um custo médio de 5 €/ton. O custo total de transporte secundário anual é de 64 k€.

Nas Figura 19 e Figura 20 apresenta-se as distâncias médias, em relação à rede viária e rede euclidiana, bem como os custos médios de transporte secundário em €/ton. A

Figura 19 representa graficamente as distâncias médias pela rede euclidiana (linha reta) e rede viária (caminho mais curto), permitindo fazer uma comparação entre ambas.

A Figura 20 representa graficamente os custos médios em euros por tonelada para as duas redes anteriormente referidas, permitindo fazer uma comparação desses custos entre ambas.

A melhor solução será a apresentada na Figura 20, pois a distância mais curta entre dois pontos é em linha reta. No entanto, não podendo fugir à estrutura da rede viária, a Figura 19 apresenta a solução ótima com o cálculo das distâncias geográficas pelo caminho mais curto.

Figura 19 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Avis (em km)

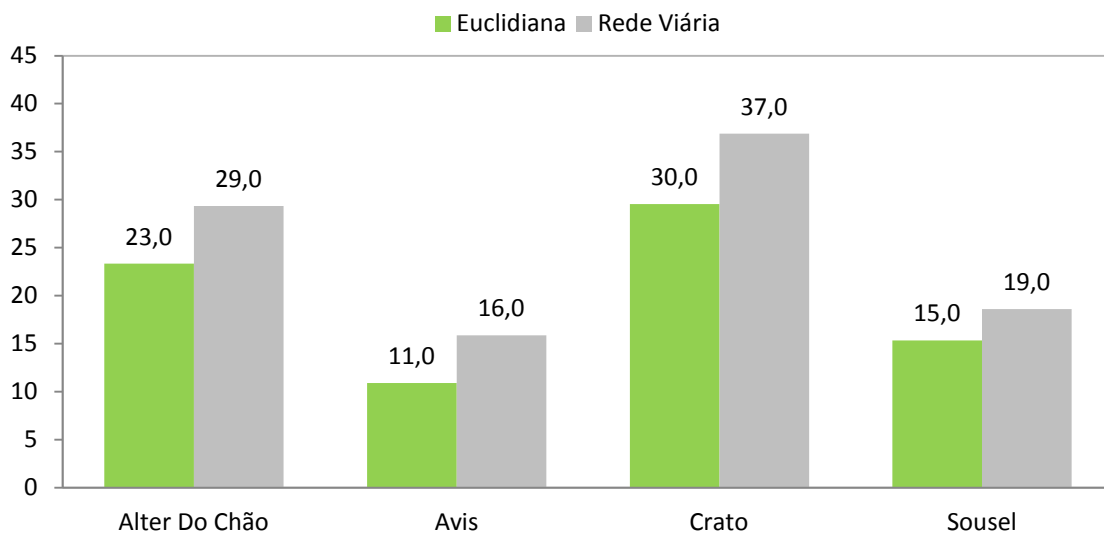
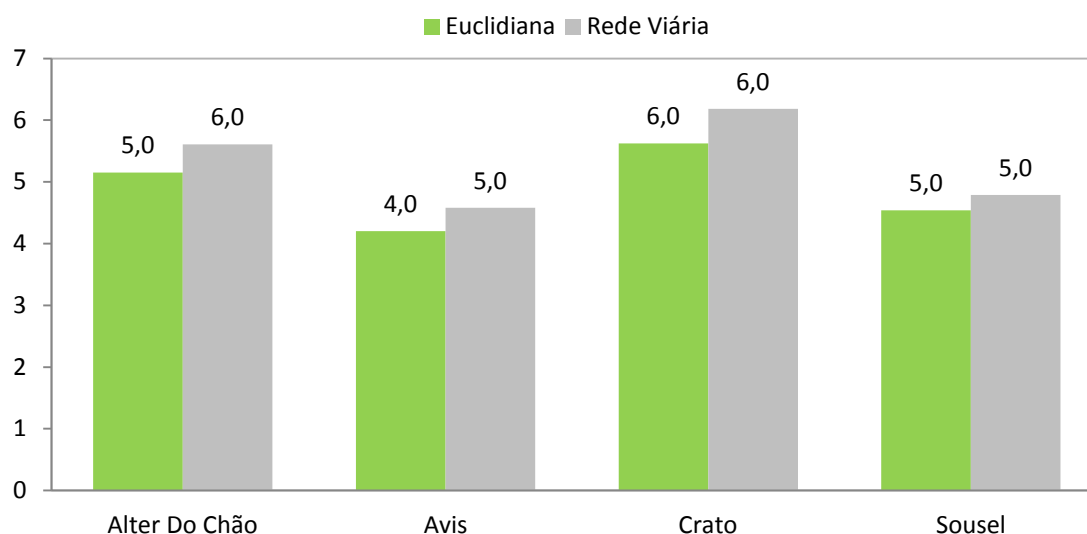


Figura 20 - Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Avis (em €/ton.)



4.1.3.2-Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção do Crato

Na Tabela 23 são indicados os resultados relativos ao transporte secundário da biomassa disponível, para a unidade de produção de Crato.

Tabela 23 - Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Crato

| Central | Município | Distância Média [km] | Transporte Secundário | | Distância Média [km] | Transporte Secundário | |
|---------|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------|----------------------|-----------------------|----------------|
| | | Rede Viária | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] | Euclidiana | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] |
| Crato | Alter Do Chão | 21,00 | 5,000 | 19,00 | 14,00 | 4,000 | 17,00 |
| | Arronches | 39,00 | 6,000 | 0,000 | 29,00 | 6,000 | 0,000 |
| | Avis | 35,00 | 6,000 | 14,00 | 25,00 | 5,000 | 12,00 |
| | Castelo De Vide | 30,00 | 6,000 | 17,00 | 23,00 | 5,000 | 16,00 |
| | Crato | 11,00 | 4,000 | 29,00 | 9,00 | 4,000 | 28,00 |
| | Marvão | 36,00 | 6,000 | 10,00 | 26,00 | 5,000 | 9,000 |
| | Portalegre | 28,00 | 6,000 | 31,00 | 22,00 | 5,000 | 29,00 |
| | Total | 29,00 | 6,000 | 119,0 | 21,00 | 5,000 | 108,0 |

Fazendo a desagregação da Tabela 23, verifica-se que a distância média percorrida pela rede viária entre os locais de recolha localizados em Alter do Chão e a unidade de

produção do Crato é de 21 km, com um custo médio de 5 €/ton., totalizando 19 k€/ano. Mas, a distância euclidiana (linha reta – perspetiva mais simplificada) é de 14 km, com um custo médio de 4 €/ton. a que correspondem cerca de 17 k€ anuais.

Relativamente a Arronches, a distância na rede viária é de 39 km, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total por esta rede inferior a 1 k€/ano, enquanto que pela rede euclidiana a distância é de 29 km, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total também inferior a 1 k€/ano. Avis apresenta uma distância média real a esta central de 35 km, cujo custo médio de transporte secundário é de 6 €/ton., totalizando 14 k€/ano. Já na visão euclidiana essa distância altera para 25 km, com um custo unitário médio de 5 €/ton., totalizando no total 12 k€/ano.

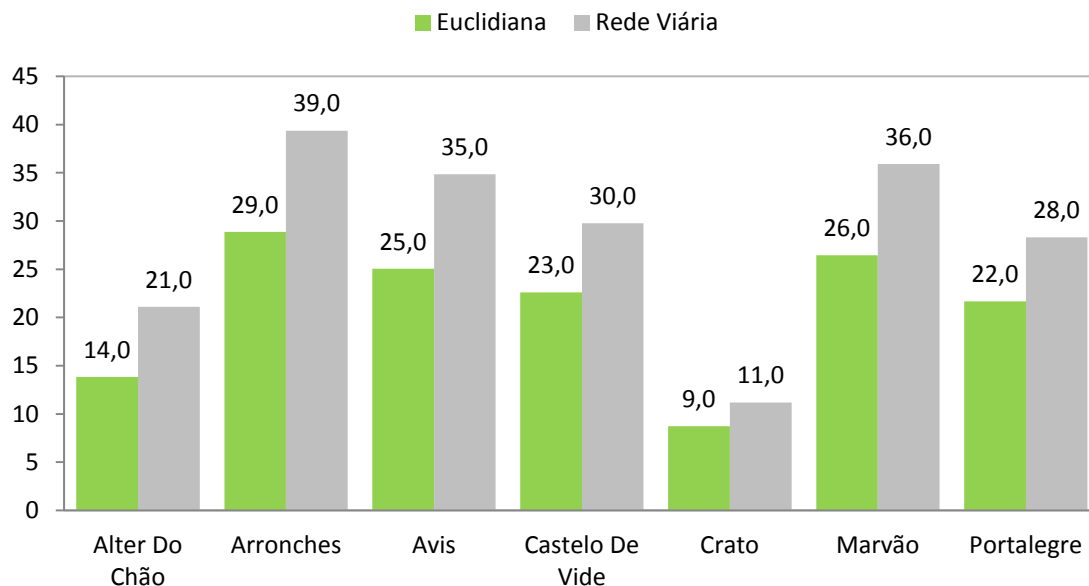
A distância dos pontos de recolha de BFR de Castelo de Vide à central do Crato pelo caminho mais curto da rede viária é de 30 km, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total anual de 17 k€, enquanto que a distância euclidiana desses mesmos pontos é de 23 km, totalizando um custo médio de 5 €/ton. e um total de 16 k€/ano. Quanto ao Crato, a distância média à sua central é de 11 km pela rede viária, a um custo médio de 4 €/ton. o que perfaz um total de 29 k€/ano, e a distância euclidiana é de 9 km, com um custo médio de 4 €/ton. e um custo total anual de 28 k€.

A salientar ainda o concelho de Marvão com uma distância média pela rede viária à central do Crato de 36 km a que corresponde um custo médio de transporte secundário de 6 €/ton. e um custo final anual de 10 k€. Em linha reta, a distância fixa-se nos 26 km com um custo médio de 5 €/ton., totalizando 9 k€/ano. Por último, Portalegre está a uma distância de 28 km pela rede viária, com um custo médio de 6 €/ton., atingindo 31 k€/ano. Já a sua distância euclidiana é de 22 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um total de 27 k€/ano.

Em termos gerais, a distância média dos pontos de recolha à central localizada no concelho do Crato é de 29 km pela rede viária, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total de transporte secundário anual de 119 k€/ano; a distância média euclidiana é, por sua vez, de 21 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um custo total de transporte secundário de 108 k€ anuais.

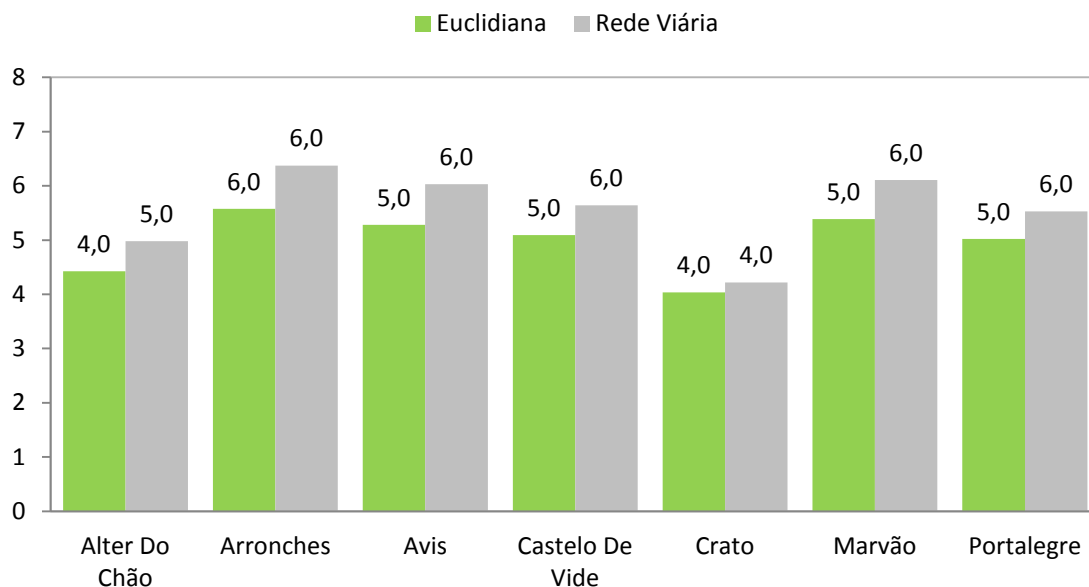
A Figura 21 e a Figura 22 apresentam as distâncias médias calculadas, bem como os custos médios de transporte secundário em €/ton.

Figura 21 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Crato (em km)



A Figura 21 apresenta graficamente as distâncias médias pela rede euclidiana (linha reta) e rede viária (caminho mais curto).

Figura 22- Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Crato (em €/ton)



A Figura 22 indica os custos médios em euros por tonelada para as duas redes anteriormente referidas, permitindo fazer uma comparação desses custos entre ambas.

4.1.3.3-Transporte secundário da área de abastecimento da unidade de produção de Portalegre

Verifica-se, por fim, os resultados obtidos relativos ao transporte secundário da biomassa para a unidade de produção de Portalegre, na vertente viária (pelo caminho mais curto) e na vertente euclidiana (em linha reta).

A Tabela 24 indica os valores extrapolados relativos ao transporte secundário para a unidade de produção de Portalegre, tal como aconteceu nas duas centrais anteriores.

Tabela 24 - Transporte Secundário da Área de Abastecimento da Unidade de Produção de Portalegre

| Central | Município | Distância Média [km] | Transporte Secundário | | Distância Média [km] | Transporte Secundário | |
|------------|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------|----------------------|-----------------------|----------------|
| | | Rede Viária | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] | Euclidiana | Médio [€/ton] | Total [k€/ano] |
| Portalegre | Alter Do Chão | 34,00 | 6,000 | 15,00 | 23,00 | 5,000 | 13,00 |
| | Arronches | 29,00 | 6,000 | 13,00 | 22,00 | 5,000 | 12,00 |
| | Castelo De Vide | 27,00 | 5,000 | 18,00 | 22,00 | 5,000 | 17,00 |
| | Crato | 27,00 | 5,000 | 33,00 | 19,00 | 5,000 | 29,00 |
| | Marvão | 23,00 | 5,000 | 15,00 | 16,00 | 5,000 | 13,00 |
| | Monforte | 24,00 | 5,000 | 13,00 | 20,00 | 5,000 | 12,00 |
| | Portalegre | 14,00 | 4,000 | 31,00 | 9,00 | 4,000 | 29,00 |
| | Total | 26,00 | 5,000 | 138,0 | 19,00 | 5,000 | 125,0 |

Na Tabela 24 verifica-se que a distância média pela rede viária entre os locais de recolha de Alter do Chão e a unidade de produção de Portalegre é de 34 km, com um custo médio de 6 €/ton., totalizando 15 k€/ano e a distância euclidiana (linha reta – perspetiva mais simplificada) é de 23 km, com um custo médio de 5 €/ton., a que correspondem 13 k€/ano. Relativamente a Arronches, a distância na rede viária é de 29 km, com um custo médio de 6 €/ton. e um custo total de 13 k€/ano, enquanto a distância euclidiana passa para 22 km, com um custo médio de transporte secundário de 5 €/ton., totalizando os custos anuais de 12 k€.

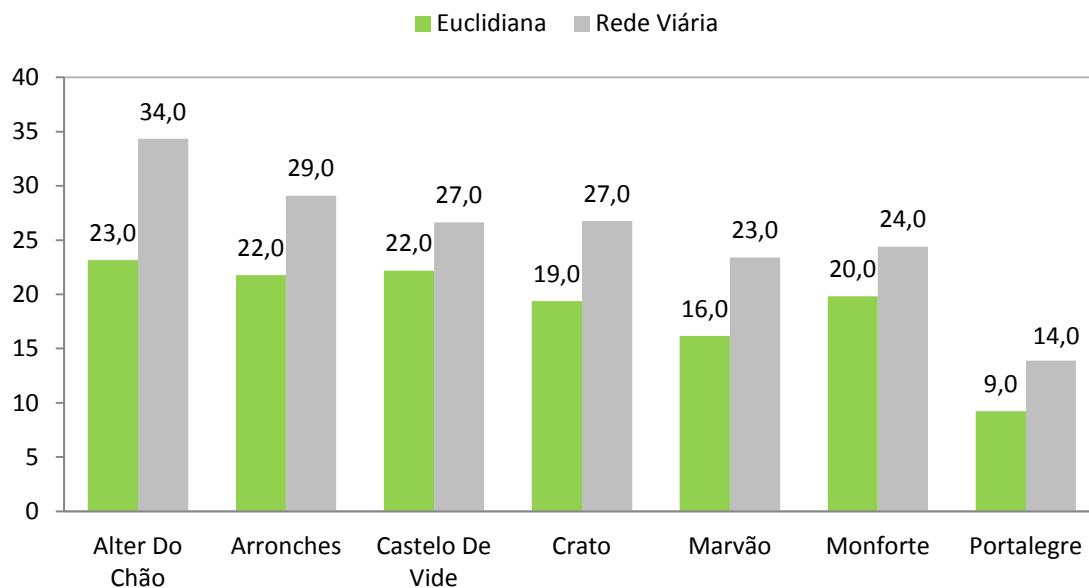
A distância dos pontos de recolha de BFR do concelho de Castelo de Vide a esta central pela rede viária mais curta é de 27 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um custo total anual de 18 k€, enquanto que a distância euclidiana é de 22 km, originando um custo médio de 5 €/ton. e um total de 17 k€/ano. Quanto ao Crato, a distância média à central de Portalegre é de 27 km pela rede viária, a um custo médio de transporte secundário de BFR de 5 €/ton. o que perfaz um total de 33 k€/ano, e distância euclidiana é de 19 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um custo total anual de 29 k€. Marvão possui, por sua vez, uma distância média pela rede viária de 23 km a que corresponde um custo médio de transporte secundário de 5 €/ton. e um custo final anual de 15 k€. Em linha reta a distância fixa-se nos 16 km com um custo médio de 5 €/ton., totalizando 13 k€/ano.

Por sua vez, Monforte apresenta uma distância média real à central de Portalegre de 24 km, cujo custo médio de transporte secundário é de 5 €/ton., totalizando 13 k€/ano e na visão euclidiana essa distância altera-se para 20 km, com um custo médio de 5 €/ton., perfazendo 12 k€/ano.

Por último, Portalegre possui uma distância média entre os seus pontos de recolha e a central do seu concelho de 14 km pela rede viária, com um custo médio de 4 €/ton., totalizando 31 k€/ano. A distância euclidiana apresenta, por sua vez, um valor médio de 9 km, com um custo médio de 4 €/ton. e um total de 29 k€/ano. Transportar toda a BFR na área de influência desta unidade de produção custará, em média, 5 €/ton., numa distância média dos pontos de recolha a esta central de Portalegre pela rede viária de 26 km, a um custo total de transporte secundário de 138 k€/ano. Considerando a distância média euclidiana a esta mesma unidade, os valores alteram-se para 19 km, com um custo médio de 5 €/ton. e um custo total de transporte secundário anual ótimo de 125 k€.

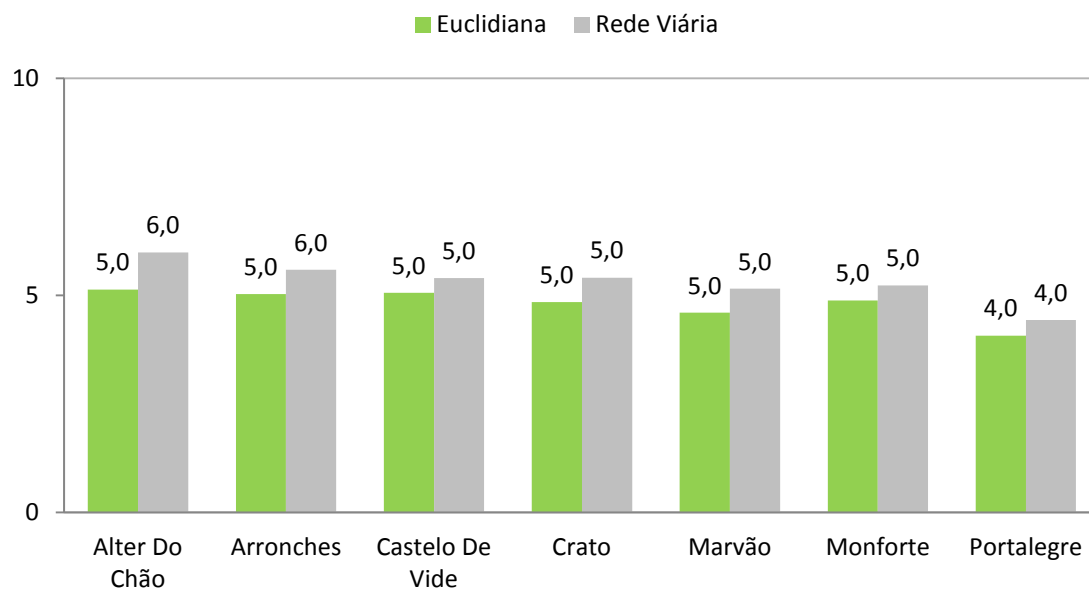
Na Figura 23 e Figura 24 são apresentadas as distâncias médias, bem como os custos médios de transporte secundário em €/ton.

Figura 23 - Representação Gráfica das Distâncias Médias pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Portalegre (em km)



A Figura 23 indica as distâncias médias pela rede euclidiana (linha reta) e rede viária (caminho mais curto), o que permite fazer uma comparação entre ambas na área de influência da central de Portalegre.

Figura 24 - Representação Gráfica dos Custos Médios de Transporte Secundário pela Rede Euclidiana e Rede Viária dos Pontos de Recolha à Unidade de Produção de Portalegre (em €/ton.)



A Figura 24 representa, por sua vez, os custos médios em euros por tonelada para as duas redes anteriormente referidas, permitindo fazer uma comparação desses custos entre ambas para a unidade de produção de energia elétrica de Portalegre.

4.1.4 - Análise económica e financeira

A análise económica e financeira do aproveitamento da biomassa existente na região tem duas vertentes principais: por um lado, estimam-se os custos específicos da eletricidade gerada (em €/MWh) por cada unidade de produção proposta, tendo em conta todos os custos associados e, por outro, efetua-se a interpretação dos resultados financeiros inerentes a um projeto de investimento de uma unidade de produção.

Primeiro, é necessário calcular a potência de cada uma das centrais (em MW), o custo de investimento de cada uma dessas unidades de produção (em M€) e definir a tecnologia de transformação da biomassa em energia elétrica. São escolhidas três tecnologias de conversão por via termoquímica bem estabelecidas no mercado, todas potencialmente disponíveis em termos comerciais: combustão em leito fixo (grelha) acoplada a ciclo de vapor (GC/ST), combustão em leito fluidizado acoplada a ciclo de vapor (FBC/ST) e gaseificação integrada de biomassa em ciclo combinado (BIG/CC).

Segundo, são estimadas todas as despesas de investimento (ativos fixos e fundo de maneo) e custos e proveitos de exploração (consumos diretos, custos de estrutura e custos com o pessoal e venda de energia elétrica), bem como as condições de financiamento do projeto.

4.1.4.1-Análise Económica e financeira da Unidade de Produção de Avis

Os indicadores e o custo de eletricidade da unidade de produção de Avis são apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção de Avis

| Tecnologia de conversão | Indicadores e custo de eletricidade produzida | |
|-------------------------|---|------|
| | | |
| GC/ST | Potência (MWt) | 8,00 |
| | Rendimento elétrico (%) | 20,0 |
| | Potência (MWe) | 2,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 7,00 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 99,0 |
| FBC/ST | Potência (MWt) | 8,00 |
| | Rendimento elétrico (%) | 26,0 |
| | Potência (MWe) | 2,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 11,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 105 |
| BIG/CC | Potência (MWt) | 8,00 |
| | Rendimento elétrico (%) | 19,0 |
| | Potência (MWe) | 1,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 11,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 154 |

De acordo com a Tabela 25, após a conjugação dos dados relativos à BFR existente na área de influência da unidade de produção de Avis, é possível verificar que existe matéria-prima suficiente para abastecer uma central com potência de 2 MWe para as tecnologias de combustão (GC/ST e FBC/ST) e de 1 MWe para a gaseificação integrada de biomassa em ciclo combinado (BIG/CC).

Dependendo da tecnologia considerada, o custo de investimento situa-se entre os 7 e os 11 M€, sendo a combustão em leito fixo (GC/ST) aquela que pressupõe o menor investimento de capital. O custo da eletricidade produzida através desta tecnologia de

conversão é de 99 €/MWh, aumentando para 105 €/MWh e 154 €/MWh para as tecnologias FBC/ST e BIG/CC, respetivamente.

Nas Tabelas seguintes são apresentadas as principais demonstrações financeiras da central proposta para as várias tecnologias consideradas. Assim, para uma central de tecnologia GC/ST (Tabela 26) verifica-se que os proveitos operacionais resultantes da venda de energia elétrica só ultrapassam o conjunto das despesas de exploração a partir do 12º ano de atividade (2026), obtendo-se resultados líquidos entre os 10% e os 21% do total do volume de negócios até ao termo do período de vida útil do projeto.

No que respeita à tecnologia FBC/ST (Tabela 27) verifica-se igualmente a obtenção de resultados líquidos positivos apenas a partir de 2026 com margens de lucro entre os 5% e os 20% até 2038. Já a tecnologia BIG/CC (Tabela 28) é considerada, de entre todas, a menos atrativa uma vez que os resultados líquidos são sempre negativos até ao final do período de vida útil do projeto, conseguindo-se apenas, na melhor das hipóteses, receitas capazes de cobrir 65% das despesas.

O valor criado por cada uma das centrais propostas assenta no desconto dos *cash-flows* libertos pelo projeto a uma taxa de atualização que deve refletir o seu risco operacional e financeiro. Deste modo, na Tabela 29, Tabela 30 e tabela 31 apresentam-se os resultados da viabilidade económica e financeira de cada uma das tecnologias consideradas na perspetiva do projeto, ou seja, independentemente da estrutura de capital (ou forma de financiamento do investimento).

O cenário considerado inclui apenas os *cash-flows* libertos durante o período em que está garantida a venda de toda a eletricidade produzida à rede (2013 – 2038), prevendo-se o desmantelamento do projeto após o último ano sem se considerar que os seus ativos tenham qualquer valor residual de mercado.

**Tabela 26 – Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis
(GC/ST)**

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|-----------|-----|---------|---------|----------|
| Receitas | | | | ... | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 969 k€ | 1079 k€ | ... | 2050 k€ | 2107 k€ | 2166 k€ |
| Volume de negócios | | 969 k€ | 1079 k€ | ... | 2050 k€ | 2107 k€ | 2166 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 483 k€ | 497 k€ | ... | 902 k€ | 928 k€ | 955 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | 486 k€ | 582 k€ | ... | 1147 k€ | 1179 k€ | 1211 k€ |
| (%VN) | | 50% | 54% | ... | 56% | 56% | 56% |
| Custos fixos (estrutura) | | 44 k€ | 45 k€ | ... | 82 k€ | 84 k€ | 86 k€ |
| Resultado económico | | 443 k€ | 537 k€ | ... | 1066 k€ | 1095 k€ | 1.125 k€ |
| (%VN) | | 46% | 50% | ... | 52% | 52% | 52% |
| Custos com o Pessoal | | 131 k€ | 135 k€ | ... | 244 k€ | 252 k€ | 259 k€ |
| EBIDTA | | 312 k€ | 402 k€ | ... | 821 k€ | 843 k€ | 866 k€ |
| (%VN) | | 32% | 37% | ... | 40% | 40% | 40% |
| Depreciações | | 1042 k€ | 1042 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | - 730 k€ | - 640 k€ | ... | 821 k€ | 843 k€ | 866 k€ |
| (%VN) | | -75% | -59% | ... | 40% | 40% | 40% |
| Encargos financeiros | | 514 k€ | 50 k€ | ... | 287 k€ | 277 k€ | 266 k€ |
| EBT | | -1244 k€ | -1143 k€ | ... | 534 k€ | 567 k€ | 560 k€ |
| (%VN) | | -128% | -106% | ... | 26% | 27% | 28% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 121 k€ | 128 k€ | 136 k€ |
| Resultado líquido | | - 730 k€ | - 1153 k€ | ... | 403 k€ | 428 k€ | 454 k€ |
| (%VN) | | -75% | -107% | ... | 20% | 20% | 21% |

Tabela 27 – Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis (FBC/ST).

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|------|-----|---------|---------|---------|
| Receitas | | | | ... | | | |
| Vendas de energia elétrica | 1256 k€ | 1398 k€ | | ... | 2655 k€ | 2729 k€ | 2805 k€ |
| Volume de negócios | 1256 k€ | 1398 k€ | | ... | 2655 k€ | 2729 k€ | 2805 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | 579 k€ | 596 k€ | | ... | 1081 k€ | 1113 k€ | 1145 k€ |
| Margem bruta de contribuição | 677 k€ | 802 k€ | | ... | 1573 k€ | 1616 k€ | 1661 k€ |
| (%VN) | 54% | 57% | | ... | 59% | 59% | 59% |
| Custos fixos (estrutura) | 68 k€ | 70 k€ | | ... | 126 k€ | 130 k€ | 134 k€ |
| Resultado económico | 609 k€ | 732 k€ | | ... | 1447 k€ | 1486 k€ | 1527 k€ |
| (%VN) | 48% | 52% | | ... | 55% | 54% | 54% |
| Custos com o Pessoal | 203 k€ | 209 k€ | | ... | 379 k€ | 390 k€ | 401 k€ |
| EBIDTA | 406 k€ | 524 k€ | | ... | 1068 k€ | 1097 k€ | 1126 k€ |
| (%VN) | 32% | 37% | | ... | 40% | 40% | 40% |
| Depreciações | 1318 k€ | 1318 k€ | | ... | - € | - € | - € |
| EBIT | -912 k€ | -794 k€ | | ... | 1068 k€ | 1097 k€ | 1126 k€ |
| (%VN) | -73% | -57% | | ... | 40% | 40% | 40% |
| Encargos financeiros | 798 k€ | 782 k€ | | ... | 446 k€ | 430 k€ | 414 k€ |
| EBT | -1.710 k€ | -1.576 k€ | | ... | 622 k€ | 667 k€ | 712 k€ |
| (%VN) | -136% | -113% | | ... | 23% | 24% | 25% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | 0 | 0 | | ... | 143 k€ | 153 k€ | 164 k€ |
| Resultado líquido | -1710 k€ | -1576 k€ | | ... | 479 k€ | 514 k€ | 548 k€ |
| (%VN) | -136% | -113% | | ... | 18% | 19% | 20% |

**Tabela 28 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Avis
(BIG/CC).**

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|----------|-----|----------|----------|----------|
| Receitas | | | | ... | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 912 k€ | 1015 k€ | ... | 1928 k€ | 1982 k€ | 2037 k€ |
| Volume de negócios | | 912 k€ | 1015 k€ | ... | 1928 k€ | 1982 k€ | 2037 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 1111 k€ | 1143 k€ | ... | 2075 k€ | 2135 k€ | 2197 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | -200 k€ | -128 k€ | ... | -148 k€ | -154 k€ | -160 k€ |
| (%VN) | | -22% | -13% | ... | -8% | -8% | -8% |
| Custos fixos (estrutura) | | 146 k€ | 150 k€ | ... | 273 k€ | 280 k€ | 288 k€ |
| Resultado económico | | -345 k€ | -279 k€ | ... | -420 k€ | -434 k€ | -448 k€ |
| (%VN) | | -38% | -27% | ... | -22% | -22% | -22% |
| Custos com o Pessoal | | 219 k€ | 225 k€ | ... | 409 k€ | 421 k€ | 433 k€ |
| EBIDTA | | -564 k€ | -504 k€ | ... | -829 k€ | -855 k€ | -881 k€ |
| (%VN) | | -62% | -50% | ... | -43% | -43% | -43% |
| Depreciações | | 1379 k€ | 1379 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -1943 k€ | -1883 k€ | ... | -829 k€ | -855 k€ | -881 k€ |
| (%VN) | | -213% | -186% | ... | -43% | -43% | -43% |
| Encargos financeiros | | 865 k€ | 847 k€ | ... | 483 k€ | 466 k€ | 448 k€ |
| EBT | | -2808 k€ | -2730 k€ | ... | -1312 k€ | -1320 k€ | -1329 k€ |
| (%VN) | | -308% | -269% | ... | -68% | -67% | -65% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 0 | 0 | 0 |
| Resultado líquido | | -2808 k€ | -2730 k€ | ... | -1312 k€ | -1320 k€ | -1329 k€ |
| (%VN) | | -308% | -269% | ... | -68% | -67% | -65% |

A análise dos indicadores de criação de valor e rendibilidade económica e financeira demonstram que, independentemente da tecnologia utilizada, um projeto de implementação de uma central termoelétrica a biomassa neste município não cria qualquer valor para os investidores.

Ainda assim, verifica-se que a tecnologia GC/ST (Tabela 29) é aquela que apresenta melhores indicadores (VAL de -13M€), deixando entreaberta a possibilidade de um projeto menos atrativo pelos efeitos das economias de escala (isto é, uma central de potência acima de 10 MWe – com a provável necessidade de alargar a área e as formas de abastecimento de BFR) poder ser considerado viável. As outras tecnologias estão bastante mais longe de poderem ser atrativas com a FBC/ST (Tabela 30) a criar um VAL negativo de 21M€ e a BIG/CC (Tabela 31) a criar um VAL negativo de 35M€.

Tabela 29 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Avis (GC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|------------------------------|----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| Free Cash Flow | -9085 k€ | -1241 k€ | -1140 k€ | ... | 413 k€ | 438 k€ | 463 k€ |
| Taxa de atualização | 9,00% | 9,00% | 9,00% | ... | 9,00% | 9,00% | 9,00% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -9085 k€ | -1138 k€ | -959 k€ | ... | 57 k€ | 55 k€ | 54 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -9085 k€ | -10223 k€ | -11183 k€ | ... | -12722 k€ | -12666 k€ | -12613 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 30 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Avis (FBC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -14134 k€ | -1706 k€ | -1572 k€ | ... | 481 k€ | 515 k€ | 550 k€ |
| Taxa de atualização | 9,00% | 9,00% | 9,00% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -14134 k€ | -1565 k€ | -1323 k€ | ... | 66 k€ | 65 k€ | 64 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -14134 k€ | -15699 k€ | -17022 k€ | ... | -20540 k€ | -20475 k€ | -20411 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 31 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Avis (BIG/CC)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -15341 k€ | -2805 k€ | -2727 k€ | ... | -1311 k€ | -1319 k€ | -1328 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -15341 k€ | -2573 k€ | -2295 k€ | ... | -181 k€ | -167 k€ | -154 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -15341 k€ | -17914 k€ | -20210 k€ | ... | -34763 k€ | -34930 k€ | -35084 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

4.1.4.2- Análise económica e financeira da unidade de produção de Crato.

Os indicadores e o custo de eletricidade da unidade de produção do Crato são apresentados na Tabela 32. À semelhança do efetuado para a central anterior, pode

verificar-se que a conjugação dos dados relativos à BFR existente na área de influência da unidade de produção de Crato permite a instalação duma central com potência de 3 MWe para todas as tecnologias consideradas (GC/ST, FBC/ST e BIG/CC). O custo deste investimento situa-se entre os 10 e os 18 M€, sendo a combustão em leito fixo (GC/ST) aquela que pressupõe o menor investimento de capital, tal como havia acontecido anteriormente com a central de Avis. O custo da eletricidade produzida através desta tecnologia de conversão (GC/ST) é de 98 €/MWh, aumentando para 101 €/MWh e 140 €/MWh para as tecnologias FBC/ST e BIG/CC, respetivamente.

Tabela 32 - Indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção do Crato

| Tecnologia de conversão | Indicadores e custo de eletricidade produzida | |
|-------------------------|---|------|
| | | |
| GC/ST | Potência (MWt) | 12,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 21,0 |
| | Potência (MWe) | 3,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 10,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 98,0 |
| FBC/ST | Potência (MWt) | 12,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 27,0 |
| | Potência (MWe) | 3,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 15,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 101 |
| BIG/CC | Potência (MWt) | 12,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 22,0 |
| | Potência (MWe) | 3,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 18,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 140 |

De seguida, na Tabela 33, Tabela 34 e Tabela 35, apresentam-se as principais demonstrações financeiras da central proposta para o Crato, pormenorizando as várias tecnologias consideradas.

Tabela 33 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (GC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|-----------|----------|-----|---------|---------|---------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 1705 k€ | 1898 k€ | ... | 3605 k€ | 3706 k€ | 3810 k€ |
| Volume de negócios | | 1705 k€ | 1898 k€ | ... | 3605 k€ | 3706 k€ | 3810 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 1005 k€ | 1034 k€ | ... | 1876 k€ | 1930 k€ | 1986 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | 701 k€ | 865 k€ | ... | 1729 k€ | 1776 k€ | 1824 k€ |
| (%VN) | | 41% | 46% | ... | 48% | 48% | 48% |
| Custos fixos (estrutura) | | 66 k€ | 68 k€ | ... | 124 k€ | 127 k€ | 131 k€ |
| Resultado económico | | 634 k€ | 796 k€ | ... | 1605 k€ | 1649 k€ | 1693 k€ |
| (%VN) | | 37% | 42% | ... | 45% | 44% | 44% |
| Custos com o Pessoal | | 199 k€ | 205 k€ | ... | 372 k€ | 382 k€ | 393 k€ |
| EBIDTA | | 435 k€ | 592 k€ | ... | 1234 k€ | 1266 k€ | 1300 k€ |
| (%VN) | | 26% | 31% | ... | 34% | 34% | 34% |
| Depreciações | | 1302 k€ | 1302 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -867 k€ | -710 k€ | ... | 1234 k€ | 1266 k€ | 1300 k€ |
| (%VN) | | -51% | -37% | ... | 34% | 34% | 34% |
| Encargos financeiros | | 784 k€ | 769 k€ | ... | 438 k€ | 422 k€ | 407 k€ |
| EBT | | -1.651 k€ | -1479 k€ | ... | 795 k€ | 844 k€ | 893 k€ |
| (%VN) | | -97% | -78% | ... | 22% | 23% | 23% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 183 k€ | 194 k€ | 205 k€ |
| Resultado líquido | | -1651 k€ | -1479 k€ | ... | 612 k€ | 650 k€ | 688 k€ |
| (%VN) | | -97% | -78% | ... | 17% | 18% | 18% |

Tabela 34 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (FBC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|----------|-----|---------|---------|---------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 2155 k€ | 2399 k€ | ... | 4557 k€ | 4685 k€ | 4816 k€ |
| Volume de negócios | | 2155 k€ | 2399 k€ | ... | 4557 k€ | 4685 k€ | 4816 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 1139 k€ | 1172 k€ | ... | 2127 k€ | 2188 k€ | 2251 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | 1016 k€ | 1227 k€ | ... | 2430 k€ | 2496 k€ | 2564 k€ |
| (%VN) | | 47% | 51% | ... | 53% | 53% | 53% |
| Custos fixos (estrutura) | | 100 k€ | 103 k€ | ... | 187 k€ | 192 k€ | 198 k€ |
| Resultado económico | | 917 k€ | 1125 k€ | ... | 2243 k€ | 2304 k€ | 2367 k€ |
| (%VN) | | 43% | 47% | ... | 49% | 49% | 49% |
| Custos com o Pessoal | | 300 k€ | 308 k€ | ... | 560 k€ | 576 k€ | 593 k€ |
| EBIDTA | | 617 k€ | 816 k€ | ... | 1684 k€ | 1728 k€ | 1774 k€ |
| (%VN) | | 29% | 34% | ... | 37% | 37% | 37% |
| Depreciações | | 1687 k€ | 1687 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -1070 k€ | -871 k€ | ... | 1684 k€ | 1728 k€ | 1774 k€ |
| (%VN) | | -50% | -36% | ... | 37% | 37% | 37% |
| Encargos financeiros | | 1183 k€ | 1159 k€ | ... | 661 k€ | 637 k€ | 613 k€ |
| EBT | | -2253 k€ | -2030 k€ | ... | 1023 k€ | 1091 k€ | 1161 k€ |
| (%VN) | | -105% | -85% | ... | 22% | 23% | 24% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 235 k€ | 251 k€ | 267 k€ |
| Resultado líquido | | -2253 k€ | -2030 k€ | ... | 787 k€ | 840 k€ | 894 k€ |
| (%VN) | | -105% | -85% | ... | 17% | 18% | 19% |

Tabela 35 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Crato (BIG/CC)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|-----------|-----|----------|----------|----------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 1798 k€ | 2002 k€ | ... | 3802 k€ | 3908 k€ | 4018 k€ |
| Volume de negócios | | 1798 k€ | 2002 k€ | ... | 3802 k€ | 3908 k€ | 4018 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 2060 k€ | 2120 k€ | ... | 3848 k€ | 3959 k€ | 4073 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | -262 k€ | -118 k€ | ... | -46 k€ | -50 k€ | -55 k€ |
| (%VN) | | -15% | -6% | ... | -1% | -1% | -1% |
| Custos fixos (estrutura) | | 240 k€ | 247 k€ | ... | 449 k€ | 462 k€ | 475 k€ |
| Resultado económico | | -502 k€ | -365 k€ | ... | -495 k€ | -512 k€ | -530 k€ |
| (%VN) | | -28% | -18% | ... | -13% | -13% | -13% |
| Custos com o Pessoal | | 360 k€ | 371 k€ | ... | 673 k€ | 692 k€ | 712 k€ |
| EBIDTA | | -863 k€ | -736 k€ | ... | -1167 k€ | -1204 k€ | -1242 k€ |
| (%VN) | | -48% | -37% | ... | -31% | -31% | -31% |
| Depreciações | | 1918 k€ | 1918 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -2780 k€ | -2653 k€ | ... | -1167 k€ | -1204 k€ | -1242 k€ |
| (%VN) | | -155% | -133% | ... | -31% | -31% | -31% |
| Encargos financeiros | | 1427 k€ | 1398 k€ | ... | 797 k€ | 769 k€ | 740 k€ |
| EBT | | -4207 k€ | -4.052 k€ | ... | -1965 k€ | -1973 k€ | -1982 k€ |
| (%VN) | | -234% | -202% | ... | -52% | -50% | -49% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | | 0 | 0 |
| Resultado líquido | | -4207 k€ | -4052 k€ | ... | | -1965 k€ | -1973 k€ |
| (%VN) | | -234% | -202% | ... | | -52% | -50% |

Da análise efetuada verifica-se que os proveitos operacionais resultantes da venda de energia elétrica produzida na central com tecnologia GC/ST (Tabela 33) só ultrapassam o conjunto das despesas de exploração a partir do 12º ano de atividade (2026), obtendo-se resultados líquidos entre os 8% e os 18% do total do volume de negócios até ao termo do período de vida útil do projeto.

No que respeita à tecnologia FBC/ST (Tabela 34), verifica-se igualmente a obtenção de resultados líquidos positivos apenas a partir de 2026 com margens de lucro entre os 6% e os 19% até 2038. Para a tecnologia BIG/CC (Tabela 35), os resultados líquidos são sempre negativos até ao termo do projeto, conseguindo-se apenas, na melhor das hipóteses, receitas capazes de cobrir 49% das despesas.

Na Tabela 36, Tabela 37 e Tabela 38 apresentam-se os resultados da análise de viabilidade económica e financeira de cada uma das tecnologias consideradas.

Tabela 36 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Crato (GC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -13860 k€ | - 1645 k€ | -1473 k€ | ... | 615 k€ | 652 k€ | 690 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -13860 k€ | -1509 k€ | -1240 k€ | ... | 85 k€ | 82 k€ | 80 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -13960 k€ | -15369 k€ | -16609 k€ | ... | -19076 k€ | -18993 k€ | -18913 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 37 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Crato (FBC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -20931 k€ | -2246 k€ | -2023 k€ | ... | 791 k€ | 843 k€ | 897 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -20931 k€ | -2061 k€ | -1703 k€ | ... | 109 k€ | 107 k€ | 104 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -20931 k€ | -22991 k€ | -24694 k€ | ... | -29405 k€ | -29298 k€ | -29194 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 38 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Crato (BIG/CC)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -25299 k€ | -4201 k€ | -4046 k€ | ... | -1961 k€ | -1969 k€ | -1979 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -25299 k€ | -3854 k€ | -3405 k€ | ... | -270 k€ | -249 k€ | -229 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -25299 k€ | -29153 k€ | -32558 k€ | ... | -55498 k€ | -55747 k€ | -55977 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

A análise dos indicadores apresentados demonstra que a implementação de uma central a biomassa no Crato não cria qualquer valor para os investidores, representando um meio nada atrativo de investimento de capital, não obstante a tecnologia utilizada. Mais

uma vez, a GC/ST aparenta ser a melhor opção tecnológica (VAL de -19M€) antevendo a possibilidade de um projeto de maior escala poder ser equacionado como atrativo. As outras tecnologias ficam bastante aquém das expectativas com a FBC/ST a formar um VAL negativo de 29M€ e a BIG/CC um VAL negativo de 56M€.

4.1.4.3 - Análise económica e financeira da unidade de produção de Portalegre.

A Tabela 39 fornece indicadores e o custo de eletricidade da unidade de produção de Portalegre.

Tabela 39 - indicadores e Projeção do Custo de Eletricidade da Unidade de Produção de Portalegre

| Tecnologia de conversão | Indicadores e custo de eletricidade produzida | |
|-------------------------|---|------|
| GC/ST | Potência (MWt) | 14,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 22,0 |
| | Potência (MWe) | 3,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 11,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 95,0 |
| FBC/ST | Potência (MWt) | 14,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 27,0 |
| | Potência (MWe) | 4,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 17,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 98,0 |
| BIG/CC | Potência (MWt) | 14,0 |
| | Rendimento elétrico (%) | 23,0 |
| | Potência (MWe) | 3,00 |
| | Custo de investimento (M€) | 20,0 |
| | Custo da Eletricidade (€/MWh) | 133 |

Esta tabela fornece uma visão dos indicadores da central proposta para Portalegre, sendo possível constatar que existe matéria-prima suficiente para abastecer uma central com potência de 3 MWe para as tecnologias GC/ST e BIG/CC e 4 MWe para a tecnologia FBC/ST. Dependendo da tecnologia considerada, o custo de investimento situa-se entre os 11 e os 20 M€, sendo a combustão em leito fixo (GC/ST) aquela que pressupõe o menor investimento total. O custo da eletricidade produzida através desta tecnologia de conversão é de 95 €/MWh, aumentando para 98 €/MWh e 133 €/MWh para as tecnologias FBC/ST e BIG/CC, respetivamente.

Seguidamente, apresentam-se as principais demonstrações financeiras da central de Portalegre para as várias tecnologias consideradas. Assim, para uma central de tecnologia GC/ST (Tabela 40) verifica-se que os proveitos operacionais resultantes da venda de energia elétrica só ultrapassam o conjunto das despesas correntes a partir do 12º ano de exploração (2026), como aconteceu de resto com as duas centrais anteriores.

Os resultados líquidos obtidos situam-se entre os 9% e os 19% do total do volume de negócios. Em relação à tecnologia FBC/ST (Tabela 41) verifica-se igualmente a obtenção de resultados líquidos positivos apenas a partir de 2026 com margens de lucro entre os 9% e os 20%. A tecnologia BIG/CC (Tabela 42) volta a apresentar resultados líquidos negativos. No último ano de atividade, por exemplo, o capital liberto pela operação da central apenas suportaria cerca de metade das despesas totais.

Na Tabela 43, Tabela 44 e Tabela 45 apresenta-se a análise da viabilidade económico-financeira de cada uma das tecnologias consideradas. Da análise dos indicadores de criação de valor e rendibilidade económica e financeira retira-se que, independentemente da tecnologia utilizada, um projeto de implementação de uma central a biomassa no município de Portalegre não cria valor para os investidores. A tecnologia GC/ST (Tabela 34) apresenta um VAL de -20 M€, enquanto as tecnologias FBC/ST (Tabela 44) e BIG/CC (Tabela 45) apenas conseguem criar VAL negativos de 30M€ e 64M€, respetivamente.

Tabela 40 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Portalegre (GC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|-----------|-----|---------|---------|---------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 1963 k€ | 2185 k€ | ... | 4150 k€ | 4266 k€ | 4386 k€ |
| Volume de negócios | | 1963 k€ | 2185 k€ | ... | 4150 k€ | 4266 k€ | 4386 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 1148 k€ | 1181 k€ | ... | 2144 k€ | 2206 k€ | 2269 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | 815 k€ | 1004 k€ | ... | 2006 k€ | 2060 k€ | 2116 k€ |
| (%VN) | | 42% | 46% | ... | 48% | 48% | 48% |
| Custos fixos (estrutura) | | 74 k€ | 76 k€ | ... | 138 k€ | 142 k€ | 146 k€ |
| Resultado económico | | 741 k€ | 928 k€ | ... | 1868 k€ | 1919 k€ | 1971 k€ |
| (%VN) | | 38% | 42% | ... | 45% | 45% | 45% |
| Custos com o Pessoal | | 221 k€ | 227 k€ | ... | 413 k€ | 425 k€ | 437 k€ |
| EBIDTA | | 520 k€ | 701 k€ | ... | 1456 k€ | 1494 k€ | 1534 k€ |
| (%VN) | | 26% | 32% | ... | 35% | 35% | 35% |
| Depreciações | | 1387 k€ | 1387 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -867 k€ | -687 k€ | ... | 1456 k€ | 1494 k€ | 1534 k€ |
| (%VN) | | -44% | -31% | ... | 35% | 35% | 35% |
| Encargos financeiros | | 872 k€ | 854 k€ | ... | 487 k€ | 470 k€ | 452 k€ |
| EBT | | -1739 k€ | - 1541 k€ | ... | 969 k€ | 1025 k€ | 1082 k€ |
| (%VN) | | -89% | -71% | ... | 23% | 24% | 25% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 223 k€ | 236 k€ | 249 k€ |
| Resultado líquido | | -1739 k€ | -1541 k€ | ... | 746 k€ | 789 k€ | 833 k€ |
| (%VN) | | -89% | -71% | ... | 18% | 18% | 19% |

Tabela 41 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de Produção de Portalegre (FBC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|----------|-----|-----------|---------|---------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 2479 k€ | 2759 k€ | ... | 5241 k€ | 5387 k€ | 5538 k€ |
| Volume de negócios | | 2479 k€ | 2759 k€ | ... | 5241 k€ | 5387 k€ | 5538 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 1296 k€ | 1334 k€ | ... | 2421 k€ | 2491 k€ | 2563 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | 1182 k€ | 1425 k€ | ... | 2819 k€ | 2896 k€ | 2976 k€ |
| (%VN) | | 48% | 52% | ... | 54% | 54% | 54% |
| Custos fixos (estrutura) | | 111 k€ | 114 k€ | ... | 207 k€ | 213 k€ | 219 k€ |
| Resultado económico | | 1072 k€ | 1311 k€ | ... | 2613 k€ | 2684 k€ | 2757 k€ |
| (%VN) | | 43% | 48% | ... | 50% | 50% | 50% |
| Custos com o Pessoal | | 332 k€ | 342 k€ | ... | 621 k€ | 638 k€ | 657 k€ |
| EBIDTA | | 739 k€ | 970 k€ | ... | 1992 k€ | 2045 k€ | 2100 k€ |
| (%VN) | | 30% | 35% | ... | 38% | 38% | 38% |
| Depreciações | | 1813 k€ | 1813 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -1073 k€ | -843 k€ | ... | 1992 k€ | 2045 k€ | 2100 k€ |
| (%VN) | | -43% | -31% | ... | 38% | 38% | 38% |
| Encargos financeiros | | 1256 k€ | 1231k€ | ... | 702 k€ | 676 k€ | 651 k€ |
| EBT | | -2329 k€ | -2074 k€ | ... | 1290 k€ | 1369 k€ | 1449 k€ |
| (%VN) | | -94% | -75% | ... | 25% | 25% | 26% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 297 k€ | 315 k€ | 333 k€ |
| Resultado líquido | | -2329 k€ | -2074 k€ | ... | 993.587 € | 1054 k€ | 1115 k€ |
| (%VN) | | -94% | -75% | ... | 19% | 20% | 20% |

Tabela 42 - Demonstração dos Resultados Económico-financeiros da Unidade de produção de Portalegre (BIG/CC)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-------------------------------------|------|----------|----------|-----|----------|----------|-----------|
| Receitas | | | | | | | |
| Vendas de energia elétrica | | 2080 k€ | 2185 k€ | ... | 4150 k€ | 4266 k€ | 4386 k€ |
| Volume de negócios | | 2080 k€ | 2185 k€ | ... | 4150 k€ | 4266 k€ | 4386 k€ |
| Custos | | | | | | | |
| Custos variáveis (consumos) | | 2332 k€ | 2399 k€ | ... | 4356 k€ | 4481 k€ | 4610 k€ |
| Margem bruta de contribuição | | -253 k€ | -214 k€ | ... | -206 k€ | -215 k€ | -224 k€ |
| (%VN) | | -12% | -10% | ... | -5% | -5% | -5% |
| Custos fixos (estrutura) | | 269 k€ | 277 k€ | ... | 502 k€ | 517 k€ | 532 k€ |
| Resultado económico | | -521 k€ | -491 k€ | ... | -708 k€ | -732 k€ | -756 k€ |
| (%VN) | | -25% | -22% | ... | -17% | -17% | -17% |
| Custos com o Pessoal | | 403 k€ | 414 k€ | ... | 753 k€ | 775 k€ | 797 k€ |
| EBIDTA | | -925 k€ | -906 k€ | ... | -1461 k€ | -1506 k€ | - 1553 k€ |
| (%VN) | | -44% | -41% | ... | -35% | -35% | -35% |
| Depreciações | | 2114 k€ | 2114 k€ | ... | -€ | -€ | -€ |
| EBIT | | -3039 k€ | -3020 k€ | ... | -1461 k€ | -1506 k€ | - 1553 k€ |
| (%VN) | | -146% | -138% | ... | -35% | -35% | -35% |
| Encargos financeiros | | 1604 k€ | 1572 k€ | ... | 896 k€ | 864 k€ | 832 k€ |
| EBT | | -4642 k€ | -4592 k€ | ... | -2357 k€ | -2370 k€ | -2385 k€ |
| (%VN) | | -223% | -210% | ... | -57% | -56% | -54% |
| Impostos sobre os lucros (23%) | | 0 | 0 | ... | 0 | 0 | 0 |
| Resultado líquido | | -4642 k€ | -4592 k€ | ... | -2357 k€ | -2370 k€ | -2385 k€ |
| (%VN) | | -223% | -210% | ... | -57% | -56% | -54% |

Tabela 43 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Portalegre (GC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -15406 k€ | -1733 k€ | -1535 k€ | ... | 749 k€ | 792 k€ | 836 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -15406 k€ | -1590 k€ | -1292 k€ | ... | 103 k€ | 100 k€ | 97 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -15406 k€ | -16995 k€ | -18287 k€ | ... | -20610 k€ | -20510 k€ | -20413 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 44 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Portalegre (FBC/ST)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -22193 k€ | -2140 k€ | -2065 k€ | ... | 998 k€ | 1058 k€ | 1119 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -22193 k€ | -2128 k€ | -1738 k€ | ... | 137 k€ | 134 k€ | 130 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -22193 k€ | -24321 k€ | -26059 k€ | ... | -30314 k€ | -30181 k€ | -30051 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

Tabela 45 – Análise dos *free cash-flows* para a Central de Portalegre (BIG/CC)

| | 2013 | 2014 | 2015 | ... | 2036 | 2037 | 2038 |
|-----------------------|-----------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|-----------|
| <i>Free Cash Flow</i> | -28428 k€ | -4635 k€ | -4585 k€ | ... | -2353 k€ | -2367 k€ | -2381 k€ |
| Taxa de atualização | 9% | 9% | 9% | ... | 9% | 9% | 9% |
| Fator de atualização | 1,00 | 1,09 | 1,19 | ... | 7,26 | 7,91 | 8,62 |
| VAL (FCF atualizados) | -28428 k€ | -4253 k€ | -3859 k€ | ... | -324 k€ | -299 k€ | -276 k€ |
| VAL (FCF acumulados) | -28428 k€ | -32681 k€ | -36540 k€ | ... | -63132 k€ | -63431 k€ | -63707 k€ |
| TIR | - | | | | | | |
| PRI | >25 | | | | | | |

4.2 - Discussão

4.2.1 - Disponibilidade e custos da BFR

Apesar de o potencial em biomassa do Alto Alentejo ser globalmente mais elevado (na ordem das 40 000 ton./ano, ver secção 2.2), no que diz respeito às áreas de abastecimento das centrais propostas, as quantidades de BFR disponíveis para fins energéticos situam-se entre as 14 000 e as 26 000 ton./ano, valores suficientes para alimentar uma central termoelétrica na região com potência instalada entre os 2 e os 4 MWe (capaz de abastecer entre 28 a 100% do consumo total de energia elétrica nos concelhos de implementação no ano de 2012).

De notar que a unidade de produção de Avis é a que possui menor BFR disponível em virtude da sua área de influência abarcar grande parte dos concelhos de Fronteira, Ponte de Sor e Mora, para os quais não se possui informação geográfica de base.

O custo de transporte primário da BFR representa aproximadamente 82% do custo total da matéria-prima. No geral, a variação espacial do custo é significativa apesar de se ter considerado que a recolha dos resíduos não depende da variabilidade dos métodos de

produção, da fase de desenvolvimento da floresta e da espécie presente em cada parcela de terreno.

Os custos relacionados com esta componente variam em média entre os 30,9 e os 47,7 €/ano. Esta diferença pode ser explicada pela existência de zonas de elevada densidade de BFR localizadas nas partes mais a norte e noroeste dos concelhos de Alter do Chão e Crato, como consequência da alta concentração de silvicultura de curta rotação (especialmente o eucalipto).

O custo de transporte secundário da BFR representa cerca de 16 a 23% do custo total da matéria-prima para uma distância média de 26,4 km entre os pontos de recolha e as centrais. Este custo é tanto maior quanto maior a distância percorrida. De notar que os custos de transporte secundário são mais elevados na unidade de produção de Avis derivado às condições orográficas específicas do próprio concelho, nomeadamente a barreira natural que representa a Barragem do Maranhão.

Assim, há locais que apesar de estarem mais próximos da central em linha reta, têm um custo de transporte superior devido à estrutura da própria rede viária. É o caso da zona mais a oeste do concelho onde o acesso só pode ser feito pela estrada que vai em direção à Aldeia Velha ou pela estrada de acesso ao paredão da Barragem do Maranhão, o que significa que entre as duas o custo de transporte secundário é mais elevado. Em concreto, o custo associado ao transporte secundário da BFR em Avis é em média de 5,4 €/ton. A Figura 25, Figura 26 e figura 27 representam os custos de transporte secundário nas centrais de Avis, Crato e Portalegre, respetivamente.

Figura 25 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Avis (€/ton.)

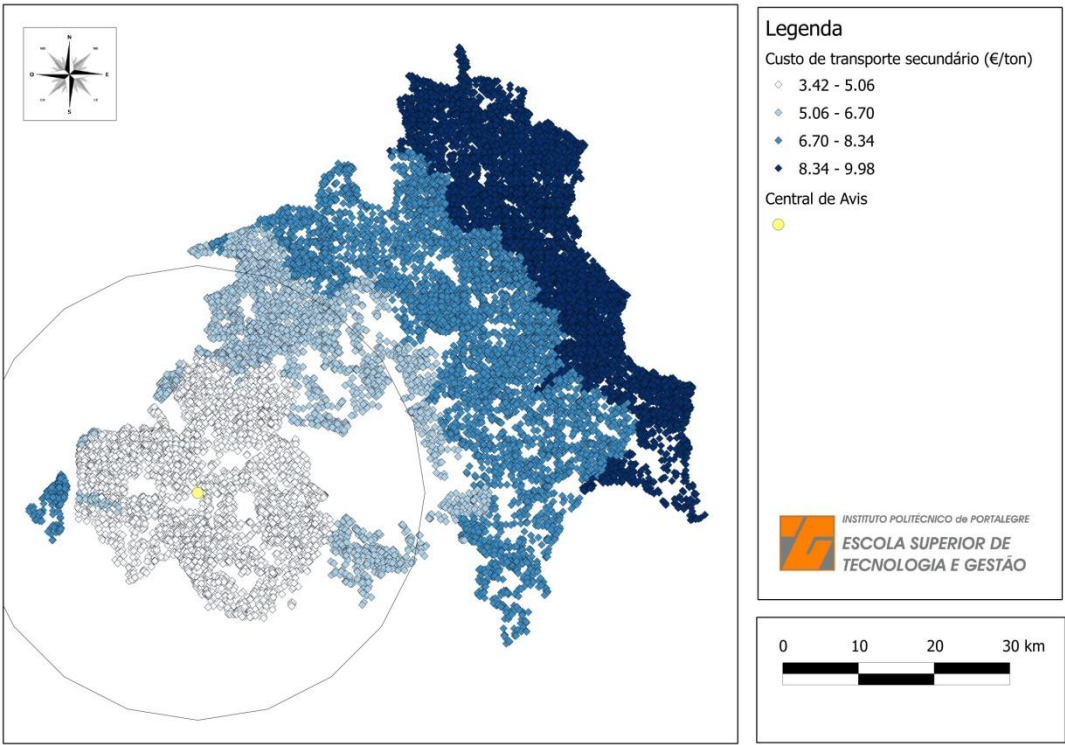


Figura 26 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Crato (€/ton.)

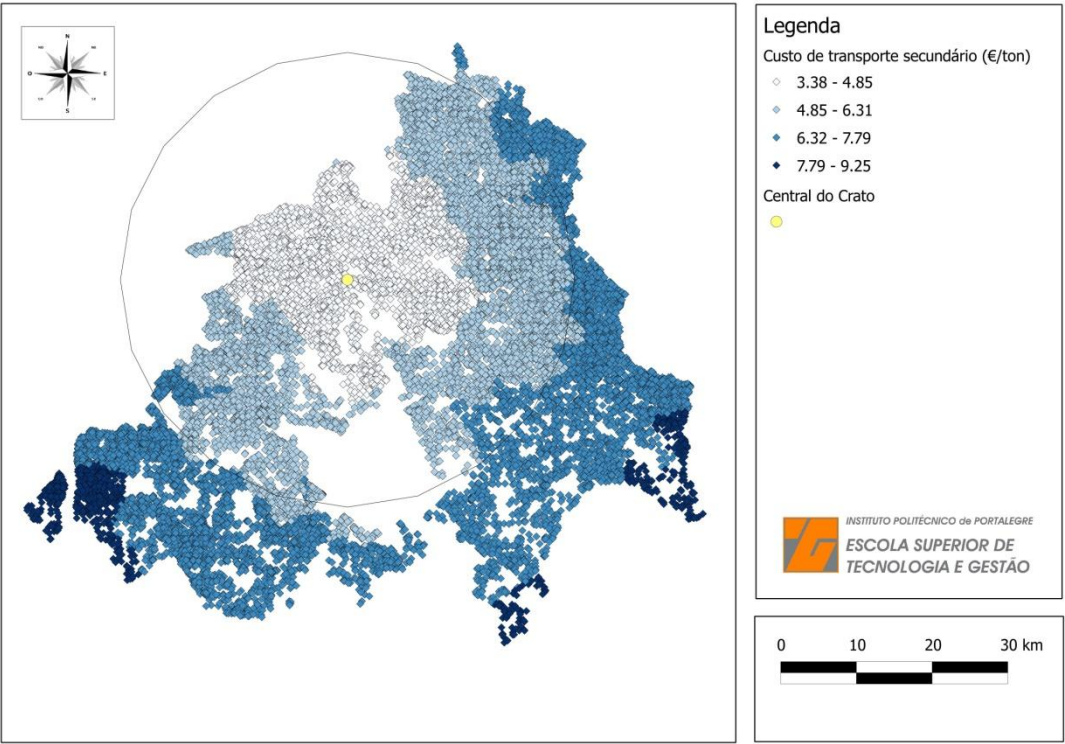
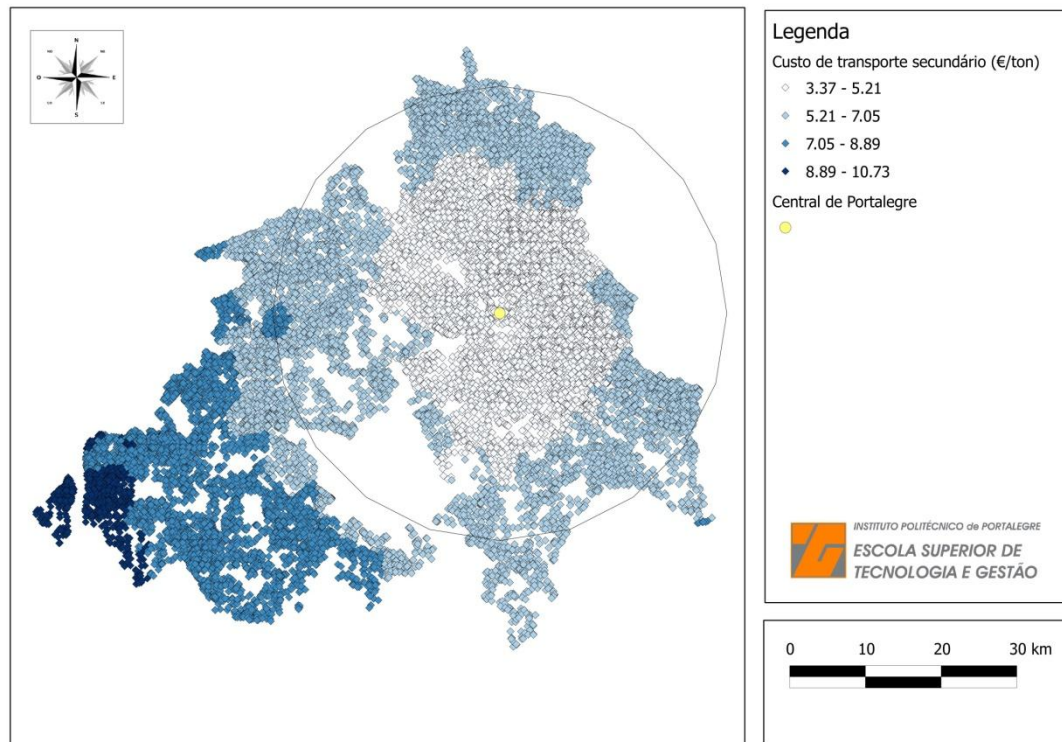


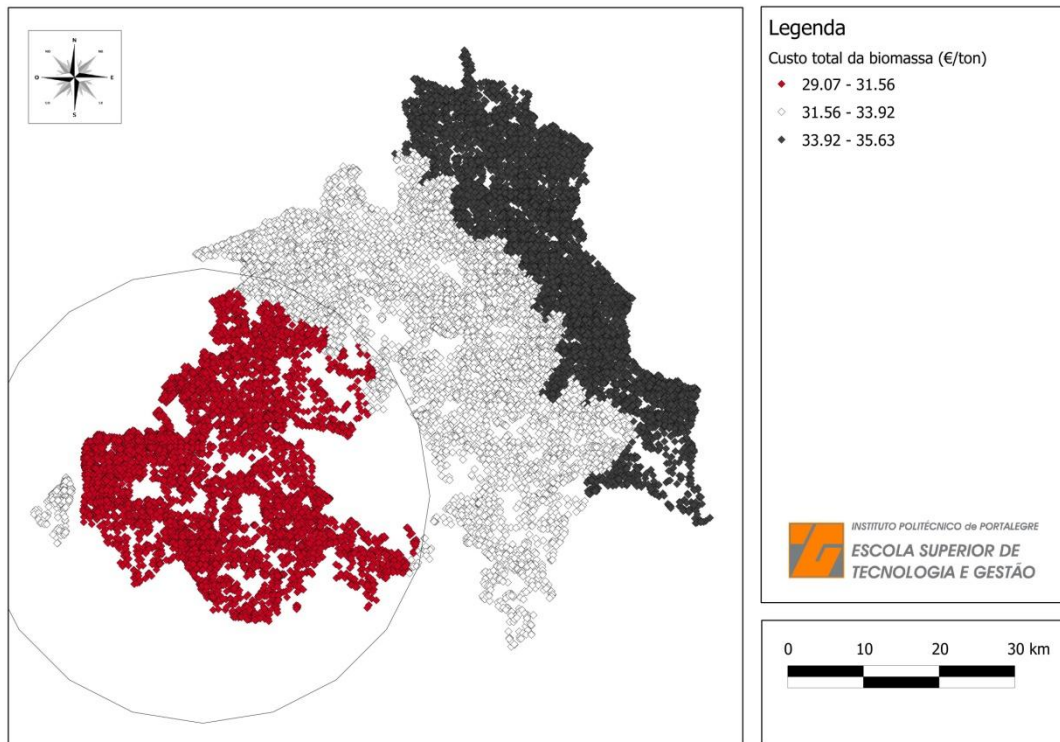
Figura 27 – Custo Unitário de Transporte Secundário da Unidade de Produção de Portalegre



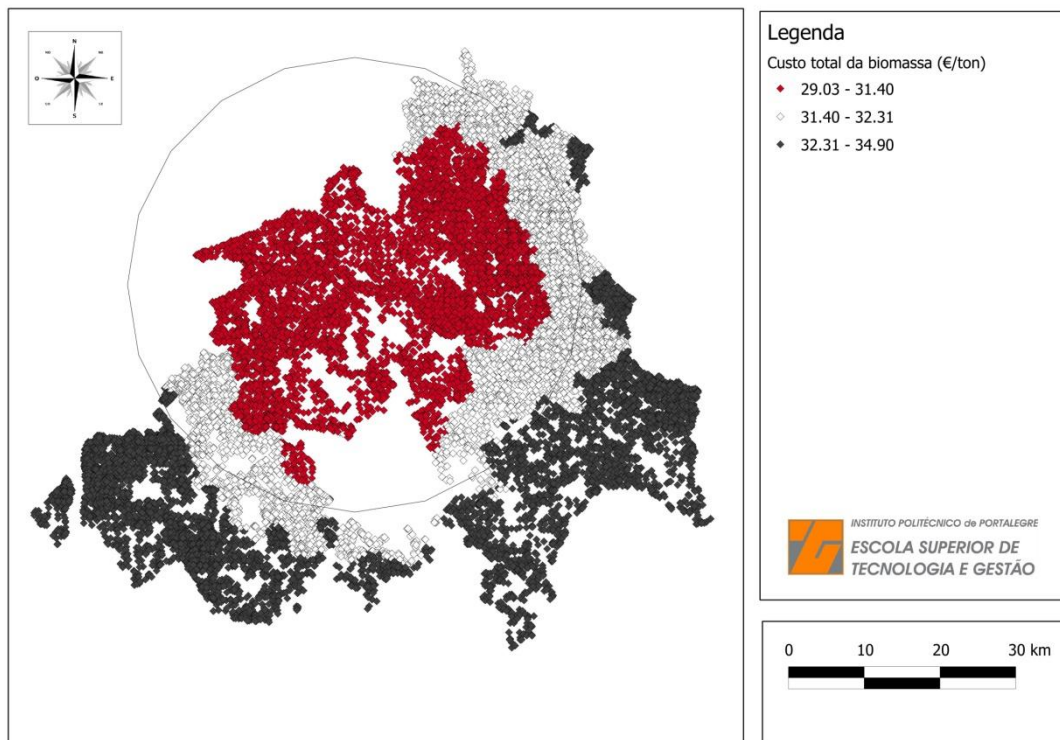
(€/ton.).

Em termos de custos totais verifica-se que o preço médio da tonelada de BFR à porta da fábrica, nas três localizações propostas é de 31,0 €, valor considerado perfeitamente aceitável e dentro dos preços praticados na indústria (32 €/ton. na Central de Biomassa S. Maria em Oliveira de Azeméis em 2012 [59]). Especificamente, na Figura 28, Figura 29 e figura 30 apresenta-se a distribuição espacial do custo total da biomassa.

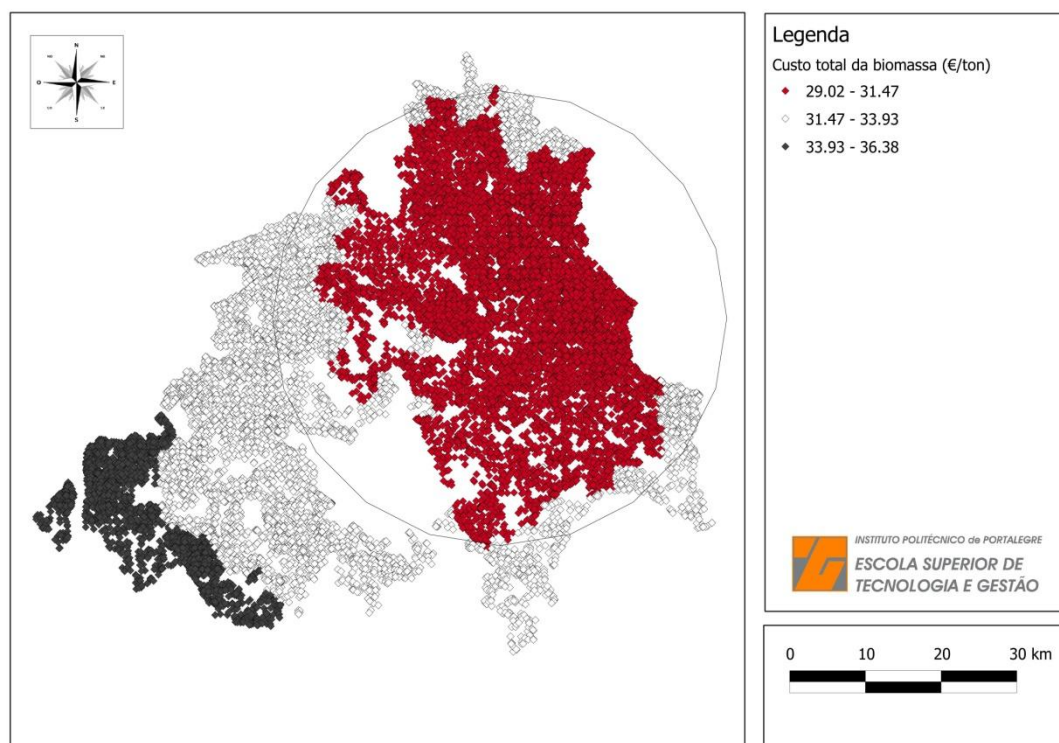
**Figura 28 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da central de produção de Avis (em
€/ton.)**



**Figura 29 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da Central de Produção de Crato (em
€/ton.)**



**Figura 30 – Distribuição Espacial do Custo Total da BFR da Central de Produção de Portalegre
(em €/ton.)**



4.2.2 - Análise económica e financeira das centrais propostas

De acordo com a análise efetuada, o local mais adequado para a implementação de uma central a biomassa é o Município de Portalegre, com um custo de produção de eletricidade de 95,0 €/MWh para a tecnologia mais promissora, ou seja, a combustão em leito fixo acoplada a ciclo de vapor (GC/ST). Este resultado pode ser considerado interessante quando comparado com o custo médio anual da produção elétrica nas centrais a biomassa já existentes em Portugal que atingiu os 117 €/MWh no ano de 2013 [60].

No entanto, após a análise económico-financeira do projeto verifica-se que o investimento realizado numa central de potência tão reduzida, a rondar os 3 MWe, não cria qualquer valor para os promotores do projeto (independentemente da tecnologia considerada), concluindo-se que a sua viabilidade é largamente afetada pelos efeitos adversos das economias de escala. É que centrais de menor potência possuem eficiências elétricas mais baixas e, consequentemente, uma menor capacidade de

geração de receita (produção elétrica bruta). Por esta razão, a eletricidade gerada pelas centrais a biomassa consideradas não gera um VAL positivo, para que a sua implementação deva ser sequer equacionada.

Desta maneira, tal como concluído por Caputo *et al.*[33], pode afirmar-se que a análise desenvolvida demonstra que, à luz das condições tecnológicas e de mercado atuais, os efeitos de escala são bastante significativos no que diz respeito à performance económica e logística dos sistemas de bioenergia considerados.

Ainda assim, é expectável que a rentabilidade das diferentes configurações de centrais estudadas melhore significativamente à medida que as variáveis logísticas se tornam menos restritivas. Comparando entre as três opções tecnológicas analisadas verificamos também que as opções baseadas na combustão de resíduos (GC/ST e FBC/ST) são caracterizadas por menores custos operacionais e de investimento, logo melhores rendibilidades.

As razões que o justificam relacionam-se com a menor experiência industrial e a maior complexidade das tecnologias de gaseificação, concluindo-se que os custos de implementação de centrais com esta tecnologia estão ainda longe de ser competitivos em termos comerciais.

Tendo tudo isto em conta, é de crer que o aproveitamento da biomassa através da implementação de centrais dedicadas não constitui a opção mais indicada para o Alto Alentejo, considerando a especificidade das dinâmicas locais. Assim, no que diz respeito à consolidação dos sistemas e processos relacionados com o aproveitamento do recurso na região, parece bastante mais promissor procurar uma adequada rendibilização dos recursos a uma escala bastante menor, numa perspetiva mais local, nomeadamente através do uso generalizado de pequenas unidades de produção de calor nos setores domésticos e do turismo.

CAPÍTULO V - CONCLUSÕES

5.1 - Principais Conclusões

Este trabalho apresenta uma análise logística, económica e financeira da implementação de uma central termoelétrica a biomassa no Alto Alentejo, através de uma metodologia de minimização de custos focada na estimativa do custo final de cada unidade de energia elétrica produzida e na demonstração dos principais resultados económico-financeiros e análise dos indicadores económicos básicos e de rentabilidade inerentes a projetos de investimento.

As principais conclusões do trabalho tendo em conta as hipóteses delineadas inicialmente são:

Hipótese 1 – Os resíduos agroflorestais existentes no Alto Alentejo são suficientes para abastecer uma Unidade de Produção de baixa potência, especificamente uma central de 2MWe em Avis, 3MWe no Crato e 4MWe em Portalegre para a tecnologia considerada mais atrativa em termos técnicos; a implementação destas centrais será capaz de satisfazer as necessidades totais de energia elétrica dos referidos concelhos em 46, 100 e 28%, respetivamente;

Hipótese 2 – A análise económica e financeira efetuada indica que a combustão de BFR numa central termoelétrica a implementar na região é a tecnologia que apresenta melhor rentabilidade; no entanto, nem mesmo esta opção tecnológica representa a criação de qualquer valor para o capital investido, obtendo-se um resultado financeiro com *cash-flows* atualizados de vários M€ negativos;

Hipótese 3 – O custo de cada MWh produzido na central mais atrativa é bastante mais elevado quando comparado com os preços de referência do mercado regulado de eletricidade; ainda assim, se considerarmos o custo médio do MWh, em termos de Produção em Regime Especial (renováveis e cogeração), os 95 €/MWh estimados no presente estudo são até bastante competitivos.

Hipótese 4 – Na estrutura de custos da BFR o transporte secundário representa cerca de 16 a 23% do custo total da matéria-prima, para uma distância média de 26,4 km, verificando-se que o transporte primário é a componente de maior peso com valores

entre os 77% e os 84% do total do custo. Desta análise não será alheio o facto de no transporte primário estarem incluídas as operações de trituração ou estilha.

5.2 - Limitações, propostas de investigação futuras e principais contributos

As limitações do trabalho foram essencialmente de dois tipos: 1. Pressupostos de modelação e 2. Qualidade e quantidade da informação cartográfica de base.

No que respeita às opções de modelação, considera-se que os custos de recolha de BFR não dependem da família da BFR considerada nem da variabilidade induzida pelas condições específicas de cada local, tanto a nível climático, como em termos de gestão e operação das florestas (estratégias de exploração florestal – desbastes e podas).

Assim, o ideal será a recolha de dados localmente, em cada um dos municípios, de modo a obter informação específica das espécies de BFR existentes na região do Alto Alentejo. Os locais de implementação das centrais térmicas não tiveram em conta a alocação dos resíduos, isto é, os locais escolhidos não foram otimizados, tendo em conta a distribuição espacial do recurso. Como já existia local definido para uma central localizada em Portalegre considera-se mais relevante analisar a viabilidade dessa mesma central e sugerir alternativas noutros municípios, replicando os mesmos pressupostos de escolha.

Também ao nível das distâncias calculadas pela rede viária, foram feitas algumas suposições que não terão paralelo na realidade, especificamente no que respeita ao facto dos objetos de origem serem “quebrados” para o local mais próximo de passagem da via, considerando-se que serão estes os pontos de pouso, a partir dos quais a BFR de cada área respetiva é transportada até à unidade consumidora final.

Em relação à informação cartográfica de base, a utilização dos dados mais recentes (última cartografia do solo disponibilizada pelo IGEO é de 2007) não impediu a introdução de um desvio em relação à realidade provocado por vários anos de alteração na paisagem florestal.

Além disso, o facto de apenas se possuir dados de parte da região Alto Alentejo representou também uma limitação capaz de alterar substancialmente alguns dos resultados obtidos. As áreas de abastecimento das centrais de Avis e do Crato, por exemplo, entram de forma significativa dentro dos limites administrativos de

municípios vizinhos não considerados no estudo (Ponte de Sôr, Nisa, Mora, Fronteira, entre outros), pelo que a BFR disponível estará provavelmente subestimada.

Considera-se ainda que o presente estudo deixa entreaberto um conjunto de possibilidades, em termos de trabalhos futuros. Desde logo, a realização de uma estimativa mais realista dos custos de transporte primário, tendo em conta a variabilidade específica dos locais e a articulação das operações de recolha com os proprietários florestais.

Como principais contributos, espera-se que o presente estudo possa contribuir para o desenvolvimento do setor na região, uma vez que a hipótese de implementação de uma central dedicada, mesmo de baixa potência, parece ficar definitivamente afastada devido à falta de resultados económico-financeiros interessantes. Afastada a ideia de centralização do aproveitamento da BFR espera-se que a procura de soluções alternativas seja intensificada, principalmente no que diz respeito à consolidação de sistemas e processos de produção de energia térmica, procurando a adequada rendibilização dos recursos, numa perspetiva de responder às necessidades das dinâmicas locais, concretamente nos setores domésticos e do turismo.

Uma coisa é certa, o recurso existe e deve ser aproveitado!

Referências bibliográficas

- [1] P. Quaak, H. Knoef, H. Stassen, and S. H. Quaak, Peter, Knoef H, *Energy from biomass, a review of combustion and gasification technologies*, The World . washington, D:C.: World bank technical paper no. 422. The International Bank for Reconstruction and Development, Washington (DC), 1999, p. 100.
- [2] Observatório do QREN, *Programa Regional Operacional do Alentejo 2007 > 2013*. Lisboa, 2008, p. 152.
- [3] Assembleia da República, *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao Abrigo da Directiva 2009/28/CE*. Portugal: Decisão da Comissão de 30/06/2009, 2009, p. 144.
- [4] Conselho de Ministros, *Estratégia Nacional para a Energia com o horizonte de 2020 (ENE2020)*, vol. 2020, no. Ene 2020. Portugal: Diário da República, 1.^a série — N.º 73 — 15 de Abril de 2010, 2010.
- [5] I. P. Agência Portuguesa do Ambiente, “Relatório do Estado e do Ambiente 2012,” Lisboa, 2012.
- [6] C. of the E. Communities, *Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources*, vol. 0016. Belgium, Brussels, 2008, pp. 1–61.
- [7] P. Energia, E. Social, R. Nacional, P. Colectivas, and R. Geral, “Assembleia da república,” vol. 2020, no. Ene 2020, 2010.
- [8] S. Shafiee and E. Topal, “When will fossil fuel reserves be diminished?,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 1, pp. 181–189, Jan. 2009.
- [9] G. Lourinho, “Avaliação do Potencial Energético em Biomassa do Alto Alentejo,” Escola Superior de Tecnologia e Gestão - Instituto Politécnico de Portalegre, 2012.
- [10] N. Khan and N. Mariun, “Fossil fuels, new energy sources and the great energy crisis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2007.
- [11] IEA, “World Energy Outlook 2010,” *Outlook*, vol. 23, no. November, p. 329, 2010.
- [12] A. Bridgwater, “Fast pyrolysis processes for biomass,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 4, no. 1, pp. 1–73, Mar. 2000.
- [13] “On the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market,” *Official Journal of the European Parliament and of the council*, no. September 2001, Estrasburgo, pp. 1–12, 20-Dec-2006.

- [14] S. L. H. and J. W. Frank Rosillo - Calle, Peter de Groot, *The Biomass Assessment Handbook*. London: Earthscan Publications Ltd. (December 2006), 2007, p. 276.
- [15] F. Frombo, R. Minciardi, M. Robba, F. Rosso, and R. Sacile, "Planning woody biomass logistics for energy production: A strategic decision model," *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 3, pp. 372–383, Mar. 2009.
- [16] A. Demirbas, "Combustion characteristics of different biomass fuels," *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 30, no. 2, pp. 219–230, 2004.
- [17] A. P. Blanco, M. S. Millán, and M. X. Rodriguez, *Electricidad Verde. La biomassa en los montes de Galicia*. Santiago de Compostela: Depto. Publicaciones y Documentación Fundación Caixa Galicia, 2006, p. 272.
- [18] C. A. Netto, "Potencial da biomassa florestal residual para fins energéticos de três concelhos do distrito de Santarém," Faculdade de Ciências e Tecnologia. Universidade Nova de Lisboa, 2008.
- [19] United Nations, "Report of the World Commission on Environment and Development.pdf," New York, 1987.
- [20] G. da República, *Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005*. Lisboa: Decreto-Lei nº 225/2007 de 31 de Maio, 2007, pp. 3630–3638.
- [21] P. P. Santos, "Central de Biomassa de Portalegre Biomassa e Energia," no. Março. Areanatejo, Portalegre, p. 35, 2008.
- [22] C. on C. Change, "Bioenergy Review," no. December. London, p. 232, 2011.
- [23] L. Silva, "Estratégia Nacional para a Energia (ENE 2020)," no. Ene 2020. Lisboa, pp. 1–20, 2010.
- [24] Direcção Nacional das Fileiras Florestais, "Culturas Energéticas Florestais Primeira Abordagem da Situação Actual," p. 30, 2010.
- [25] J. C. Q. Dias, *Logística Global e Macrológica*, 1ª Edição. Lisboa: Edições Sílabo, Lda., 2005, p. 584.
- [26] J. M. C. Carvalho, *Logística*, 3ª Edição. Lisboa: Edições Sílabo, Lda., 2004, p. 321.
- [27] Y. Tseng, "The Role of Transportation in logistics Chain," *Univ. South Aust.*, vol. 5, pp. 1657–1672, 2005.
- [28] J. C. Carvalho, A. P. Guedes, A. J. M. Arantes, A. L. Martins, A. P. B. Póvoa, C. A. Luís, B. D. Eurico, J. C. Q. Dias, J. R. Menezes, L. M. D. F. Ferreira, M. do S. Carvalho, and R. C. Oliveira, *Logística e Gestão da Cadeia de Abastecimento*, Sílabo. Lisboa: 1ª Edição - 2ª impressão, 2012, p. 722.
- [29] N. B. R. de C. Pereira, "Eficiência Energética no Sector dos Transportes Rodoviários: Metodologia para Quantificação do Excesso de Energia Consumida Devido ao factor

Comportamental na Condução de veículos Automóveis Ligeiros,” Faculdade de Ciências e Tecnologia Universidade Nova de Lisboa, 2011.

- [30] V. P. Rodrigues, “Análise de custos para diferentes soluções de transporte de biomassa florestal,” Universidade de Aveiro, 2009.
- [31] C. da B. Energia, “Avaliação dos custos de aproveitamento da biomassa florestal.” Centro da Biomassa para a Energia, Lousã, p. 55, 2008.
- [32] B. Batidzirai, A. P. C. Faaij, and E. Smeets, “Biomass and bioenergy supply from Mozambique,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 10, no. 1, pp. 54–81, Mar. 2006.
- [33] A. C. Caputo, M. Palumbo, P. M. Pelagagge, and F. Scacchia, “Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 28, no. 1, pp. 35–51, Jan. 2005.
- [34] C. S. W. G. I. Forestry, “Mobilisation and efficient use of wood and wood residues for energy generation,” 2008.
- [35] G. M. Banowetz, A. Boateng, J. J. Steiner, S. M. Griffith, V. Sethi, and H. El-Nashaar, “Assessment of straw biomass feedstock resources in the Pacific Northwest,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, no. 7, pp. 629–634, Jul. 2008.
- [36] A. J. da F. Sá, “Caracterização da Recolha de Matéria-Prima para a Produção de Pellets,” Universidade de Aveiro, 2009.
- [37] I. J. G. Loução, “Valorização da biomassa florestal , proveniente da doença de nemátodo de pinheiro , para produção de peletes,” Universidade Nova de Lisboa, 2008.
- [38] D. Freppaz, R. Minciardi, M. Robba, M. Rovatti, R. Sacile, and A. Taramasso, “Optimizing forest biomass exploitation for energy supply at a regional level,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 26, no. 1, pp. 15–25, Jan. 2004.
- [39] L. Panichelli and E. Gnansounou, “GIS-based approach for defining bioenergy facilities location: A case study in Northern Spain based on marginal delivery costs and resources competition between facilities,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 32, no. 4, pp. 289–300, Apr. 2008.
- [40] A. Gómez, M. Rodrigues, C. Montañés, C. Dopazo, and N. Fueyo, “The potential for electricity generation from crop and forestry residues in Spain,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, no. 5, pp. 703–719, May 2010.
- [41] A. Gómez, J. Zubizarreta, M. Rodrigues, C. Dopazo, and N. Fueyo, “An estimation of the energy potential of agro-industrial residues in Spain,” *Resour. Conserv. Recycl.*, vol. 54, no. 11, pp. 972–984, Sep. 2010.
- [42] P. A. Longley, M. F. Goodchild, D. J. Maguire, and D. W. Rhind, *Geographical Information Systems and Science*, 2. Edition. West Sussex, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2005, p. 537.

- [43] U.S.Government, "GIS and Emergency Management in Indian Ocean Earthquake / Tsunami Disaster," *White Pap.*, no. May, p. 40, 2006.
- [44] M. Matthies, C. Giupponi, and B. Ostendorf, "Environmental decision support systems: Current issues, methods and tools," *Environ. Model. Softw.*, vol. 22, pp. 123–127, 2007.
- [45] R. Soncini-Sessa, A. Castelletti, and E. Weber, "A DSS for planning and managing water reservoir systems," *Environ. Model. Softw.*, vol. 18, pp. 395–404, 2003.
- [46] M. J. Daly and C. E. Noon, "GIS-based biomass resource assessment with BRAVO," *Biomass and Bioenergy*, vol. 10, pp. 101–109, 1996.
- [47] J. Nagel, "Determination of an economic energy supply structure based on biomass using a mixed-integer linear optimization model," *Ecological Engineering*, vol. 16, pp. 91–102, 2000.
- [48] M. cecilia de carvalho M. B. dias Costa, "Turismo Sustentável nas Margens do Tejo Estudo de aptidão apoiado por um Sistema de Informação Geográfica," Universidade Nova de Lisboa, 2006.
- [49] IGEO, "Carta Administrativa Oficial de Portugal," 2013. [Online]. Available: http://www.dgterritorio.pt/cartografia_e_geodesia/cartografia/carta_administrativa_oficial_de_portugal__caop_/caop_em_vigor/. [Accessed: 22-Nov-2013].
- [50] INE, "Censos 2011," 2013. [Online]. Available: <http://mapas.ine.pt/map.phtml>. [Accessed: 22-Nov-2013].
- [51] ICNF, "Inventário Florestal Nacional 6," 2013. [Online]. Available: <http://www.icnf.pt/portal/florestas/ifn/entrada>. [Accessed: 22-Nov-2013].
- [52] Instituto Geográfico Português, "Carta Administrativa Oficial de Portugal," 2013. [Online]. Available: http://www.igeo.pt/produtos/cadastro/caop/caop_vigor.htm.
- [53] H. Vasco and M. Costa, "Quantification and use of forest biomass residues in Maputo province, Mozambique," *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 9, pp. 1221–1228, Sep. 2009.
- [54] INE, "Estatísticas dos Transportes e Comunicações 2012," Lisboa, Portugal, 2013.
- [55] ICNF, "Relatório Anual de Áreas Ardidadas e Incêndios Florestais em Portugal Continental," Lisboa, Portugal, 2012.
- [56] F. López-Rodríguez, C. P. Atanet, F. C. Blázquez, and a. R. Celma, "Spatial assessment of the bioenergy potential of forest residues in the western province of Spain, Caceres," *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 10, pp. 1358–1366, Oct. 2009.
- [57] P. McKendry, "Energy production from biomass (Part 3): Gasification technologies.," *Bioresour. Technol.*, vol. 83, no. 1, pp. 55–63, May 2002.

- [58] C. Freitas, “Central Termoelétrica a Biomassa Florestal (CTBF) - Relatório de Avaliação,” 2009.
- [59] Comissão de Agricultura e Mar, “Relatório Grupo de Trabalho da Biomassa,” Lisboa, Portugal, 2013.
- [60] ERSE, “Informação sobre produção em regime especial (PRE),” Lisboa, Portugal, 2014.

Lista de Apêndices e Anexos

Anexo I – Ministério da Economia e da Inovação – Dec. Lei nº 225/2007 de 31 Maio

ANEXOS

Anexo I – Ministério da Economia e da Inovação – Dec. Lei nº 225/2007 de 31 Maio

MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DA INOVAÇÃO

Decreto-Lei n.º 225/2007

de 31 de Maio

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que definiu a estratégia nacional para a energia vem estabelecer várias medidas, nomeadamente a criação de um quadro legislativo estável e transparente para o sector. Apesar de estar prevista a elaboração de um diploma para produção de electricidade a partir de energias renováveis que actualize a legislação vigente à luz dos princípios recentemente aprovados, importa iniciar desde já a operacionalização de um conjunto de medidas previstas na estratégia nacional para a energia.

Desde logo, são medidas da estratégia nacional para a energia na área das energias renováveis a avaliação dos critérios de remuneração da electricidade produzida tendo em conta as especificidades tecnológicas e critérios ambientais, a valorização da biomassa florestal e a agilização dos mecanismos de licenciamento, eliminando todos os obstáculos burocráticos reputados como desnecessários.

Também o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2006), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, reforça a aposta na promoção da produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável porquanto estas contribuem para a redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) associados ao sistema electroprodutor.

Ao nível dos critérios de remuneração de electricidade, as centrais de biogás encontram-se entre as tecnologias renováveis às quais foi atribuído um coeficiente Z, o que permitiu remunerar diferenciadamente a sua produção de energia eléctrica. No entanto, como só foi considerada a vertente de gás de aterro, ficaram de fora outras tecnologias baseadas na produção de energia eléctrica a partir do biogás, contemplando aproveitamentos mais nobres e interessantes deste gás, em particular: a produção de biogás proveniente do tratamento biológico de efluentes, agro-pecuários ou agro-industriais; a produção de biogás proveniente do tratamento biológico da fracção orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU), obtida por recolha selectiva ou proveniente da recolha indiferenciada sujeita a tratamento mecânico e biológico; a produção de biogás proveniente do tratamento biológico das lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR).

Importa assim rever os critérios de remuneração ao nível do biogás e valorização energética de resíduos sólidos urbanos, tendo em consideração a efectiva componente renovável em cada tecnologia e dando prioridade àquelas tecnologias que contribuem para a implementação de uma estratégia nacional de redução de resíduos urbanos biodegradáveis destinados a aterros, dando claro apoio ao esforço de redução do depósito de matéria orgânica nesses locais, cujas metas e calendarização constam do Decreto-Lei n.º 152/2002, de 23 de Maio, que transpõe a Directiva n.º 1999/31/CE, de 26 de Abril, relativa à deposição de resíduos em aterros. É ainda diferenciada a incineração de resíduos sólidos urbanos em bruto da incineração destes resíduos quando na forma de combustíveis derivados de resíduos (CdR), isto é, quando dos mesmos tenham sido extraídas, por

tratamento mecânico e biológico ou equivalente, as fracções recicláveis ou susceptíveis de outras formas mais nobres de valorização. Estas vertentes e prioridades estão, aliás, em consonância com o Plano Estratégico para os Resíduos Sólidos Urbanos 2007-2016 (PERSU II), aprovado pela Portaria n.º 187/2007, de 12 de Fevereiro.

A aposta na microgeração é reflectida através da criação de uma tarifa específica para centrais fotovoltaicas de microgeração, quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial.

Na perspectiva do Plano Tecnológico, promove-se uma maior clarificação do enquadramento remuneratório de alguns vectores importantes de inovação, repondo a tarifa prevista no Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, para a energia das ondas e introduzindo o solar termoelectrico como uma opção tecnológica dentro das metas previstas para a energia solar.

A valorização da biomassa florestal é igualmente uma das medidas previstas que assume particular importância face aos incêndios verificados nos últimos anos. Assim, torna-se necessário alargar as metas estabelecidas de 150 MW com vista ao lançamento dos concursos para a criação de uma rede de centrais de biomassa.

É ainda aumentado quer o prazo de remuneração das centrais hídricas quer os prazos de prorrogação para obtenção de licença no caso destas centrais, procurando criar condições para a maximização do aproveitamento do potencial hídrico por explorar.

O sobreequipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento é também uma via de desenvolvimento da energia eólica que o presente decreto-lei viabiliza, permitindo minimizar os impactos ambientais e os tempos de licenciamento e de construção por via da utilização das infra-estruturas existentes. Com vista a reduzir as assimetrias entre os regimes de remuneração aplicáveis às centrais eólicas a construir após 2008, é ainda estabelecido um limite temporal às prorrogações do regime de remuneração anterior. Por outro lado, esta medida incentiva igualmente uma maior celeridade na construção das centrais com base em energias renováveis durante o período de cumprimento do Protocolo de Quioto, tendo tido em consideração a necessidade de minimizar os custos de interesse económico geral.

A simplificação dos procedimentos ligados ao licenciamento é um factor chave para o desenvolvimento das energias renováveis. São assim introduzidos alguns melhoramentos para articulação do licenciamento da instalação das centrais renováveis com a legislação ambiental directamente conexa, visando integrar procedimentos e acelerar o acesso à produção de energia com base em fontes renováveis, sempre sem prejuízo do respeito pelos valores da protecção ambiental.

Nesse sentido, o presente decreto-lei uniformiza a disciplina legal dispersa sobre a matéria, clarificando a obrigatoriedade, já hoje existente, de elaboração de estudos de incidências ambientais previamente ao licenciamento de projectos de centros electroprodutores que utilizem energias renováveis, não se encontrem sujeitos ao regime jurídico de avaliação de impacto ambiental e que se localizem em áreas de Reserva Ecológica Nacional (REN), Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas. Ainda relativamente a esta matéria, é também clarificado que o procedimento de avaliação de incidências ambientais e as decisões proferidas neste âmbito vinculam a entidade licenciadora, a qual não poderá licenciar projectos naquelas áreas sem uma decisão de incidências ambientais favorável

NÚMERO : 105 SÉRIE I

EMISSOR : Ministério da Economia e da Inovação

DIPLOMA / ATO : Decreto-Lei n.º 225/2007 ([Rectificações](#))

SUMÁRIO : Concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro

PÁGINAS : 3630 a 3638

[Ver página\(s\) em formato PDF](#)

[DIGESTO - Análise jurídica do ato](#)

TEXTO :

Decreto-Lei n.º 225/2007
de 31 de Maio

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que definiu a estratégia nacional para a energia vem estabelecer várias medidas, nomeadamente a criação de um quadro legislativo estável e transparente para o sector. Apesar de estar prevista a elaboração de um diploma para produção de electricidade a partir de energias renováveis que actualize a legislação vigente à luz dos princípios recentemente aprovados, importa iniciar desde já a operacionalização de um conjunto de medidas previstas na estratégia nacional para a energia.

Desde logo, são medidas da estratégia nacional para a energia na área das energias renováveis a avaliação dos critérios de remuneração da electricidade produzida tendo em conta as especificidades tecnológicas e critérios ambientais, a valorização da biomassa florestal e a agilização dos mecanismos de licenciamento, eliminando todos os obstáculos burocráticos reputados como desnecessários.

Também o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2006), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto, reforça a aposta na promoção da produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável porquanto estas contribuem para a redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) associados ao sistema electroprodutor.

Ao nível dos critérios de remuneração de electricidade, as centrais de biogás encontram-se entre as tecnologias renováveis às quais foi atribuído um coeficiente Z, o que permitiu remunerar diferenciadamente a sua produção de energia eléctrica. No entanto, como só foi considerada a vertente de gás de aterro, ficaram de fora outras tecnologias baseadas na produção de energia eléctrica a partir do biogás, contemplando aproveitamentos mais nobres e interessantes deste gás, em particular: a produção de biogás proveniente do tratamento biológico de efluentes, agro-pecuários ou agro-industriais; a produção de biogás proveniente do tratamento biológico da fracção orgânica dos resíduos sólidos urbanos (RSU), obtida por recolha selectiva ou proveniente da recolha indiferenciada sujeita a tratamento mecânico e biológico; a produção de biogás proveniente do tratamento biológico das lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR).

Importa assim rever os critérios de remuneração ao nível do biogás e valorização energética de resíduos sólidos urbanos, tendo em consideração a efectiva componente renovável em cada tecnologia e dando prioridade àquelas tecnologias que contribuem para a implementação de uma estratégia nacional de redução de resíduos urbanos biodegradáveis destinados a aterros, dando claro apoio ao esforço de redução do depósito de matéria orgânica nesses locais, cujas metas e calendarização constam do Decreto-Lei n.º 152/2002, de 23 de Maio, que transpõe a Directiva n.º [1999/31/CE](#), de 26 de Abril, relativa à deposição de resíduos em aterros. É ainda diferenciada a incineração de resíduos sólidos urbanos em bruto da incineração destes resíduos quando na forma de combustíveis derivados de resíduos (CdR), isto é, quando dos mesmos tenham sido extraídas, por tratamento mecânico e biológico ou equivalente, as fracções recicláveis ou susceptíveis de outras formas mais nobres de valorização. Estas vertentes e prioridades estão, aliás, em consonância com o Plano Estratégico para os Resíduos Sólidos Urbanos 2007-2016 (PERSU II), aprovado pela Portaria n.º 187/2007, de 12 de Fevereiro.

A aposta na microgeração é reflectida através da criação de uma tarifa específica para centrais fotovoltaicas de microgeração, quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial.

Na perspectiva do Plano Tecnológico, promove-se uma maior clarificação do enquadramento remuneratório de alguns vectores importantes de inovação, repondo a tarifa prevista no Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, para a energia das ondas e introduzindo o solar termoelectrico como uma opção tecnológica dentro das metas previstas para a energia solar.

A valorização da biomassa florestal é igualmente uma das medidas previstas que assume particular importância face aos incêndios verificados nos últimos anos. Assim, torna-se necessário alargar as metas estabelecidas de 150 MW com vista ao lançamento dos concursos para a criação de uma rede de centrais de biomassa.

É ainda aumentado quer o prazo de remuneração das centrais hídricas quer os prazos de prorrogação para obtenção de licença no caso destas centrais, procurando criar condições para a maximização do aproveitamento do potencial hídrico por explorar.

O sobreequipamento das centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento é também uma via de desenvolvimento da energia eólica que o presente decreto-lei viabiliza, permitindo minimizar os impactes ambientais e os tempos de licenciamento e de construção por via da utilização das infra-estruturas existentes. Com vista a reduzir as assimetrias entre os regimes de remuneração aplicáveis às centrais eólicas a construir após 2008, é ainda estabelecido um limite temporal às prorrogações do regime de remuneração anterior. Por outro lado, esta medida incentiva igualmente uma maior celeridade na construção das centrais com base em energias renováveis durante o período de cumprimento do Protocolo de Quioto, tendo tido em consideração a necessidade de minimizar os custos de interesse económico geral.

A simplificação dos procedimentos ligados ao licenciamento é um factor chave para o desenvolvimento das energias renováveis. São assim introduzidos alguns melhoramentos para articulação do licenciamento da instalação das centrais renováveis com a legislação ambiental directamente conexa, visando integrar

procedimentos e acelerar o acesso à produção de energia com base em fontes renováveis, sempre sem prejuízo do respeito pelos valores da protecção ambiental.

Nesse sentido, o presente decreto-lei uniformiza a disciplina legal dispersa sobre a matéria, clarificando a obrigatoriedade, já hoje existente, de elaboração de estudos de incidências ambientais previamente ao licenciamento de projectos de centros electroprodutores que utilizem energias renováveis, não se encontrem sujeitos ao regime jurídico de avaliação de impacte ambiental e que se localizem em áreas de Reserva Ecológica Nacional (REN), Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas. Ainda relativamente a esta matéria, é também clarificado que o procedimento de avaliação de incidências ambientais e as decisões proferidas neste âmbito vinculam a entidade licenciadora, a qual não poderá licenciar projectos naquelas áreas sem uma decisão de incidências ambientais favorável ou condicionalmente favorável ou em desrespeito da mesma.

Em contrapartida, nos mesmos casos e sob determinadas condições, adopta-se o princípio de que a declaração de impacte ambiental ou a decisão do procedimento de incidências ambientais, quando favoráveis ou condicionalmente favoráveis, implicam a superação de alguns procedimentos complementares de aprovação ou autorização, tendo em conta que estes foram considerados naquele mesmo âmbito.

Por último, com o objectivo de acompanhar e monitorizar a instalação e o funcionamento dos centros electroprodutores que utilizem energias renováveis, bem como a utilização dos recursos primários, na óptica da gestão racional e sustentável destes recursos, é criado o Observatório das Energias Renováveis (ObsER), prevendo-se a possibilidade de criação no seu âmbito de secções ou grupos de trabalho específicos em função dos diversos tipos de fontes de energia renovável.

Foram ouvidos os órgãos de governo próprio das Regiões Autónomas, a Associação Nacional de Municípios Portugueses e, a título facultativo, a Associação Portuguesa dos Produtores Independentes de Energia Eléctrica de Fontes Renováveis.

Assim:

Nos termos da alínea a) do n.º 1 do artigo 198.º da Constituição, o Governo decreta o seguinte:

Artigo 1.º

Objecto

O presente decreto-lei concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia, estabelecida através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro.

Artigo 2.º

Alteração ao anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio
O anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, alterada pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, passa a ter a seguinte redacção:

«ANEXO II

1 - ...

2 - ...

Avaliação do aproveitamento dos resíduos da biomassa florestal da região do Alto Alentejo nas
perspetivas logística, económica e financeira

| | | |
|---|-----------------------------|--------|
| 3 | - | ... |
| 4 | - | ... |
| 5 | - | ... |
| 6 | - | ... |
| 7 | - | ... |
| 8 | - | ... |
| 9 | - | ... |
| 10 | - | ... |
| 11 | - | ... |
| 12 | - | ... |
| 13 | - | ... |
| 14 | - | ... |
| 15 | - | ... |
| 16 | - | ... |
| 17 | - | ... |
| 18 - O coeficiente Z, aplicável aos seguintes tipos de centrais, assume, para os respectivos regimes de funcionamento anual, os seguintes valores: | | |
| a) | | ... |
| b) | | ... |
| c) Para as centrais de energia solar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW: | | |
| i) Instalações fotovoltaicas com potência inferior ou igual a 5 kW, com excepção das previstas na alínea d) - 52; | | |
| ii) Instalações fotovoltaicas com potência superior a 5 kW - 35; | | |
| iii) Instalações termoeléctricas com potência inferior ou igual a 10 MW - 29,3; | | |
| iv) Instalações termoeléctricas com potência superior a 10 MW - o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 15 e 20; | | |
| d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 50 MW: | | |
| i) Com potência inferior ou igual a 5 kW - 55; | | |
| ii) Com potência superior a 5 kW e inferior ou igual a 150 kW - 40; | | |
| e) Para as centrais de biomassa cujo combustível, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 250 MW, seja: | | |
| i) | Biomassa florestal residual | - 8,2; |
| ii) | Biomassa animal | - 7,5; |
| f) Para as centrais de valorização energética de biogás: | | |
| i) Na vertente de digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU), de lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR) e de efluentes e resíduos provenientes da agro-pecuária e da indústria agro-alimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW - 9,2; | | |
| ii) Na vertente de gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW - 7,5; | | |

iii) Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nas subalíneas i) e ii) anteriores - 3,8;

g) Para as centrais de valorização energética, na vertente de queima, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:

i) De resíduos sólidos urbanos indiferenciados (RSU) - 1;

ii) De combustíveis derivados de resíduos (CdR) - 3,8;

h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas:

i) Para os projectos de demonstração de conceito, até um limite de 4 MW de potência por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW - 28,4;

ii) Para os projectos em regime pré-comercial, até um limite de 20 MW por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 100 MW, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 16 e 22;

iii) Para os projectos em regime comercial, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto:

1) Aos primeiros 100 MW e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 300 MW entre 8 e 16;

2) Aos 150 MW seguintes e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 600 MW entre 6 e 10;

3) Quando superados os limites de potência estabelecidos nos números anteriores - 4,6.

i) Para as instalações relativas às tecnologias renováveis não referidas nas alíneas anteriores ou quando os limites de potência instalada a nível nacional previstos nas alíneas anteriores forem ultrapassados, o coeficiente Z assume o valor 1, sem prejuízo do disposto no n.º 19.

19 - ...

20 - O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, determinado com base num factor de potência de 0,98:

a) - ...

b) Para as centrais hídricas, aos primeiros 52 GWh entregues à rede, por megawatt de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 20 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede que poderá, em casos excepcionais devidamente fundamentados, ser prorrogado por mais cinco anos, mediante despacho do membro do Governo que tutela a área da energia, a requerimento do promotor interessado;

c) Para as centrais de energia solar, durante os primeiros 21 GWh entregues à rede por megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;

- d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- e) Para as centrais cujo combustível seja biomassa florestal residual ou biomassa animal, durante os primeiros 25 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- f) Para as centrais de valorização energética de biogás, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- g) Para todas as centrais de valorização energética, na vertente de queima, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- i) Para as instalações relativas às energias renováveis não referidas nas alíneas anteriores, durante os primeiros 12 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede.

| | | |
|----|---|-----|
| 21 | - | ... |
| 22 | - | ... |
| 23 | - | ... |

24 - As centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, poderão requerer a integração no regime de remuneração resultante da aplicação das fórmulas contidas no presente anexo, sendo que o IPC(índice ref) a considerar será o do mês anterior à decisão do director-geral de Geologia e Energia que aprovar o pedido, sem prejuízo da contagem dos prazos a partir da atribuição da licença de exploração, nos termos previstos no n.º 20.

| | | |
|----|---|-----|
| 25 | - | ... |
| 26 | - | ... |
| 27 | - | ... |
| 28 | - | ... |
| 29 | - | ... |

Artigo 3.º

Sobreequipamento de centrais eólicas

1 - As centrais eólicas licenciadas ou em licenciamento podem aumentar a potência instalada até 20% da potência de injeção atribuída e optar, nos casos de sobreequipamentos já concedidos, pelo regime previsto no presente artigo, mediante autorização da Direcção-Geral de Geologia e Energia (DGGE), desde que cumpram os requisitos de licenciamento previstos na legislação e que a totalidade dos seus aerogeradores tenham a capacidade de suporte de incidências e de fornecimento de potência reactiva durante cavas de tensão estabelecidos nos Regulamento da Rede de Transporte e Regulamento da Rede de Distribuição, a aprovar nos termos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

2 - No caso dos sobreequipamentos previstos no número anterior, mantém-se a potência de injeção licenciada anteriormente, mas o respectivo operador da rede poderá decidir não aplicar o equipamento para corte de ultrapassagem do limite de

potência injectável mediante contrapartida de não pagamento da electricidade produzida acima da potência de injeção autorizada.

3 - A potência de sobreequipamento autorizada ao abrigo do n.º 1 corresponderá a um aumento equivalente na potência declarada para efeitos da facturação ao abrigo do regime de remuneração anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

4 - A autorização prevista no n.º 1 de sobreequipamento ou de aplicação do regime previsto no presente artigo concedida aos parques cujo regime de remuneração seja anterior ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, será realizada mediante contrapartida de redução na tarifa aplicável à totalidade da central eólica a realizar nos seguintes termos:

a) Redução de 0,3% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, aplicável às centrais que tenham iniciado a exploração até à entrada em vigor do presente diploma;

b) Redução de 0,4% por cada aumento autorizado de 1% na capacidade instalada relativamente à capacidade de injeção, nos restantes casos.

Artigo 4.º
Alteração ao Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro
Os artigos 4.º, 5.º e 6.º do Decreto-Lei n.º 33-A/2005, de 16 de Fevereiro, passam a ter a seguinte redacção:

«Artigo 4.º
[...]
1 - ...
2 - ...
3 - ...
4 - ...
5 - ...
6 - ...

7 - A requerimento do promotor, o prazo referido no número anterior pode ser prorrogado, por despacho do director-geral de Geologia e Energia, por um ou mais períodos com a duração máxima de um ano, desde que o prazo de prorrogação não ultrapasse a data de 31 de Dezembro de 2008 ou 12 meses após a efectiva disponibilização da potência de ligação pelo operador da rede, conforme o prazo mais alargado, e desde que o incumprimento do prazo tenha origem em motivos que não sejam comprovadamente imputáveis ao promotor.

8 - ...
9 - ...

Artigo 5.º
[...]
1 - ...

2 - O membro do Governo responsável pela área da energia pode, a requerimento fundamentado do promotor dirigido à DGGE e nos casos em que o atraso não seja imputável ao promotor, prorrogar o prazo referido no número anterior por período não superior a 36 meses, no caso das centrais hídricas, ou por período não superior a 24 meses nos restantes casos.

| | | |
|--|---|-----|
| Artigo | | 6.º |
| [...] | | |
| 1 | - | ... |
| 2 | - | ... |
| 3 | - O membro do Governo responsável pela área da energia pode, a requerimento fundamentado do promotor dirigido à DGGE, prorrogar os prazos referidos nos números anteriores por período adicional não superior a 12 meses, que no caso das centrais hídricas poderá ser concedido por período não superior a 36 meses. | |
| 4 | - No caso de ser atribuída, no âmbito de concurso público realizado nos termos do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, capacidade de injeção de potência na rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público e esta não possa ser disponibilizada na respectiva zona de rede por motivos não imputáveis ao adjudicatário, pode este propor, até ao prazo limite em que a capacidade de injeção de potência lhe tenha sido reservada, a permuta dos pontos de recepção cuja identificação consta do contrato por outros com características idênticas e relativamente aos quais o promotor reúna todos os requisitos para atribuição. | |
| 5 | - A permuta referida no número anterior é autorizada pelo director-geral de Geologia e Energia desde que exista capacidade de injeção na rede do Sistema Eléctrico de Serviço Público, não resultem prejuízos para o interesse público e não prejudique interesses de terceiros já constituídos à data.» | |
| Artigo | | 5.º |
| Avaliação de incidências ambientais da instalação de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis | | |
| 1 | - O licenciamento de projectos de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, que não se encontrem abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de Novembro, e cuja localização esteja prevista em áreas da Reserva Ecológica Nacional, Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas, é sempre precedido de um procedimento de avaliação de incidências ambientais, a realizar pela comissão de coordenação e desenvolvimento regional (CCDR) territorialmente competente, com base num estudo de incidências ambientais apresentado pelo promotor tendo em consideração as políticas energéticas e ambientais vigentes. | |
| 2 | - Os estudos de incidências ambientais referidos no número anterior devem enunciar os impactes locais dos projectos e das respectivas instalações acessórias através da identificação das principais condicionantes existentes e dos descritores ambientais susceptíveis de serem afectados, bem como prever medidas de monitorização e medidas de minimização e recuperação das áreas afectadas, a implementar em fase de obra. | |
| 3 | - No caso de projectos a instalar em Sítios da Rede Natura 2000, os estudos de incidências ambientais devem obrigatoriamente abranger as vertentes definidas nas alíneas a) a e) do n.º 6 do artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de Abril, na redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de Fevereiro. | |
| 4 | - Consoante a fonte de energia renovável a partir da qual é produzida a electricidade, podem ser definidos, por despacho conjunto dos membros do Governo | |

responsáveis pelas áreas do ambiente e da energia, os descritores específicos a serem tratados nos estudos de incidências ambientais.

Artigo 6.º

Procedimento de avaliação de incidências ambientais

1 - Para efeitos do disposto no artigo anterior, o promotor entrega o estudo de incidências ambientais à entidade licenciadora, acompanhado do projecto a licenciar e dos demais elementos exigidos nos termos da legislação relativa ao licenciamento para a produção de electricidade.

2 - A entidade licenciadora remete o estudo de incidências ambientais, o plano de acompanhamento ambiental e um exemplar do projecto a licenciar à CCDR territorialmente competente em função da localização do projecto, dispondo esta de 12 dias úteis após a recepção dos elementos para verificar da sua conformidade com o estabelecido no artigo anterior e demais legislação aplicável.

3 - Em caso de desconformidade, a CCDR convoca o promotor para a realização de uma conferência instrutória, na qual são analisados todos os aspectos considerados necessários à decisão favorável do procedimento de avaliação de incidências ambientais, podendo ainda ser solicitada, por uma única vez, a apresentação de elementos instrutórios adicionais.

4 - No caso de o promotor não juntar no prazo de 50 dias úteis os elementos solicitados pela CCDR nos termos do número anterior ou de os juntar de forma deficiente ou insuficiente, o procedimento de avaliação de incidências ambientais é encerrado, devendo a CCDR notificar desse facto a entidade licenciadora e o promotor.

5 - No prazo de 10 dias úteis a contar da recepção dos elementos mencionados no n.º 2 ou da recepção dos elementos adicionais referidos no n.º 3 do presente artigo, a CCDR promove a publicação de aviso contendo os elementos referidos nas alíneas a), b), j) e m) do n.º 1 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 197/2005, de 8 de Novembro, a identificação dos documentos que integram o procedimento, a indicação do local e data onde estes se encontram disponíveis para consulta e o prazo de duração da consulta pública, que será de 20 dias úteis.

6 - Em razão das especificidades do projecto ou do estudo de incidências ambientais, a CCDR pode promover a consulta de outras entidades, as quais devem pronunciar-se no prazo de 20 dias úteis.

7 - No caso de projectos a localizar em Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas, a CCDR consulta obrigatoriamente o Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade (ICNB), I. P.

8 - A não emissão de parecer no prazo de 20 dias úteis contados da data de promoção das consultas previstas nos números anteriores equivale à emissão de parecer favorável.

9 - As consultas previstas nos números anteriores são dispensadas se os respectivos pareceres, com uma antiguidade não superior a um ano, estiverem já incluídos no processo entregue pelo promotor.

Artigo 7.º

Decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais
1 - No prazo de 12 dias úteis a contar do termo do prazo da consulta pública prevista no n.º 5 do artigo anterior, a CCDR elabora e remete ao membro do Governo que tutela a área do ambiente uma proposta de decisão.

2 - A decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais (DInCA), que pode ser desfavorável, favorável ou condicionalmente favorável, é proferida pelo membro do Governo que tutela a área do ambiente no prazo de 12 dias úteis contados a partir da recepção da proposta de decisão da CCDR.

3 - Considera-se que a decisão do procedimento de avaliação de incidências ambientais é favorável se nada for comunicado à entidade licenciadora no prazo de 60 dias úteis a contar da data da recepção pela CCDR dos elementos referidos no n.º 2 do artigo anterior.

4 - O prazo previsto no número anterior suspende-se durante o período em que o procedimento esteja parado por motivo imputável ao promotor, designadamente na situação prevista no n.º 3 do artigo anterior.

5 - As disposições relativas à força jurídica e caducidade previstas nos artigos 20.º e 21.º do Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio, aplicam-se, com as necessárias adaptações, aos centros electroprodutores sujeitos ao procedimento de avaliação de incidências ambientais previsto no presente decreto-lei.

Artigo 8.º

Consequências da avaliação ambiental favorável

1 - Nos casos de projectos a localizar em Sítios da Rede Natura 2000 ou da Rede Nacional de Áreas Protegidas e desde que o ICNB, I. P., tenha emitido parecer nos termos previstos nos n.os 7 ou 8 do artigo 6.º, a emissão da DInCA, quando favorável ou condicionalmente favorável, determina:

a) A não aplicação do n.º 2 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 140/99, de 24 de Abril, na redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 49/2005, de 24 de Fevereiro;

b) A desnecessidade de emissão de parecer ou deliberação de aprovação por parte dos órgãos competentes das áreas protegidas quando tal se encontre previsto nos respectivos diplomas de criação ou regulamentos específicos.

2 - O disposto no número anterior é aplicável aos projectos de centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 69/2000, de 3 de Maio, relativamente aos quais tenha sido proferida declaração de impacte ambiental favorável ou condicionalmente favorável e desde que o ICNB, I. P., tenha emitido parecer no âmbito do respectivo procedimento de avaliação de impacte ambiental ou decorrido o prazo para o efeito.

3 - Nos casos de projectos a localizar em áreas delimitadas como REN, a emissão de DInCA ou DIA favorável ou condicionalmente favorável determina a dispensa de emissão da autorização prevista na alínea a) do n.º 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 93/90, de 19 de Março, na redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 180/2006, de 6 de Setembro.

| | |
|--|-------------|
| Artigo | 9.º |
| Taxas | |
| Com o objectivo de custear os encargos administrativos que lhe são inerentes, é aplicável ao procedimento de avaliação de incidências ambientais, com as devidas adaptações, o disposto na Portaria n.º 1257/2005, de 2 de Dezembro, ou equivalente, relativa às taxas devidas no âmbito do procedimento de avaliação de impacte ambiental. | |
| Artigo | 10.º |
| Instalações acessórias de centro electroprodutor que utilize fontes de energia renováveis | |
| Para efeitos do presente decreto-lei, entende-se por instalações acessórias todas as instalações e correspondente área de implantação ou localização da unidade de produção de energia eléctrica, bem como as linhas eléctricas de interligação e respectivos corredores e zonas de passagem, acessos e outras infra-estruturas indispensáveis ao normal funcionamento da unidade, tais como subestações ou acessos e ainda, no que à energia hídrica diz respeito, a zona de albufeira, do açude e das condutas forçadas. | |
| Artigo | 11.º |
| Observatório das Energias Renováveis | |
| 1 - É criado o Observatório das Energias Renováveis (ObsER), com o objectivo de acompanhar e monitorizar a instalação e o funcionamento dos centros electroprodutores que utilizem fontes de energia renováveis, bem como a utilização dos recursos primários, na óptica da gestão racional e sustentável destes recursos, podendo ser constituídos no seu âmbito secções ou grupos de trabalho em função dos diversos tipos de fontes de energia renovável. | |
| 2 - As competências, a composição e o funcionamento do ObsER são definidos em regulamento interno, aprovado por portaria conjunta dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente, da energia e da agricultura. | |
| Artigo | 12.º |
| Norma | revogatória |
| São | revogados: |
| a) O n.º 2 do artigo 12.º, o artigo 15.º e o n.º 3 do artigo 41.º da Portaria n.º 295/2002, de 19 de Março; | |
| b) O despacho conjunto n.º 51/2004, de 19 de Dezembro de 2003, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 26, de 31 de Janeiro de 2004. | |
| Artigo | 13.º |
| Republicação | |
| É republicado, em anexo, que faz parte integrante do presente decreto-lei, o anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com a redacção actual. | |
| Artigo | 14.º |
| Entrada em vigor | |
| O presente decreto-lei entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação. Visto e aprovado em Conselho de Ministros de 22 de Março de 2007. - José Sócrates | |

Carvalho Pinto de Sousa - Francisco Carlos da Graça Nunes Correia - Manuel António
Gomes de Almeida de Pinho - Jaime de Jesus Lopes Silva.

Promulgado em 15 de Maio de 2007.
Publique-se.

O Presidente da República, ANÍBAL CAVACO SILVA.
Referendado em 16 de Maio de 2007.
O Primeiro-Ministro, José Sócrates Carvalho Pinto de Sousa.

ANEXO

Republicação do anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio
1 - As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio,
e 312/2001, de 10 de Dezembro, adiante designadas por centrais renováveis, serão
remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede através da fórmula
seguinte:

$$VRD(\text{índice } m) = KMHO(\text{índice } m) \times [PF(VRD)(\text{índice } m) + PV(VRD)(\text{índice } m) + PA(VRD)(\text{índice } m) \times Z] \times [IPC(\text{índice } m-1)/IPC(\text{índice } ref)] \times [1/(1-LEV)]$$

2 - Na fórmula do número anterior:

a) VRD (índice m) é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês m;
b) KMHO_m é um coeficiente que modula os valores de PF(VRD)_m, de PV(VRD)_m e de
PA(VRD)_m em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida;

c) PF(VRD)(índice m) é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis,
no mês m;

d) PV(VRD)(índice m) é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais
renováveis, no mês m;

e) PA(VRD)(índice m) é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais
renováveis, no mês m;

f) IPC_{m-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente,
referente ao mês m-1;

g) Z é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso
endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;

h) IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente
ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central
renovável;

i) LEV representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela
central renovável.

3 - Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO_m, as centrais
renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela, com
excepção das centrais hídricas para as quais esta é obrigatória.

4 - Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do número
anterior, tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente KMHO,
este tomará o seguinte valor:

$$KMHO = [KMHO(\text{índice pc}) \times ECR(\text{índice pc,m}) + KMHO(\text{índice v}) \times ECR(\text{índice v,m})] / [ECR(\text{índice m})]$$

5 - Na fórmula do número anterior:

a) $KMHO(\text{índice pc})$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas cheias e de ponta, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 1,15 para as centrais hídricas e o valor de 1,25 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, e instalações de bombagem;

b) $ECR(\text{índice pc,m})$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas cheias e de ponta do mês m, expressa em kilowatts-hora;

c) $KMHO(\text{índice v})$ é um factor que representa a modulação correspondente a horas de vazio, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor de 0,80 para as centrais hídricas e o valor de 0,65 para as restantes instalações de produção licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio;

d) $ECR(\text{índice vm})$ é a electricidade produzida pela central renovável nas horas de vazio do mês m, expressa em kilowatts-hora;

e) $ECR(\text{índice m})$ é a electricidade produzida pela central renovável no mês m, expressa em kilowatts-hora.

6 - Para as centrais renováveis que, no acto de licenciamento e nos termos do n.º 3, não tiverem optado pela modulação tarifária traduzida pelo coeficiente $KMHO_m$, este tomará o valor 1.

7 - Para efeitos do disposto no n.º 3, considera-se que:

a) No período de hora legal de Inverno, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 8 e entre as 22 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta;

b) No período de hora legal de Verão, as horas vazias ocorrem entre as 0 e as 9 e entre as 23 e as 24 horas, sendo as restantes horas do dia consideradas horas cheias e de ponta.

8 - O valor de $PF(VRD)(\text{índice m})$, previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$PF(VRD)(\text{índice m}) = PF(U)(\text{índice ref}) \times COEF(\text{índice pot,m}) \times POT(\text{índice med,m})$$

9 - Na fórmula do número anterior:

a) $PF(U)(\text{índice ref})$ é o valor unitário de referência para $PF(VRD)(\text{índice m})$, o qual:

i) Deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção;

ii) Toma o valor de E 5,44 por kilowatts-hora por mês;

iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

b) COEF(índice pot,m) é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês m, para a garantia de potência proporcionada pela rede pública;

c) POT(índice med,m) é a potência média disponibilizada pela central renovável à rede pública no mês m, expressa em kilowatts.

10 - O valor de COEF(índice po,m), previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$\text{COEF(índice pot,m)} = [(\text{NHP(índice ref,m)}/\text{NHO(índice ref,m)}) = ((\text{ECR(índice m)}/\text{POT(índice dec)})/(0,80 \times 24 \times \text{NDM(índice m)}))] = (\text{ECR(índice m)}/(576 \times \text{POT(índice dec)}))]$$

11 - Na fórmula do número anterior:

a) NHP(índice ref,m) é o número de horas que a central renovável funcionou à potência de referência no mês m, o qual é avaliado pelo quociente ECRm/POTdec;

b) NHO(índice ref,m) é o número de horas que servem de referência para o cálculo, no mês m, de COEF(índice pot,m), o qual é avaliado pelo produto 0,80 x 24 x NDMm;

c) POT(índice dec) é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento, expressa em kilowatts-hora;

d) NDM(índice m) é o número de dias do mês m, o qual, para efeitos do presente anexo, toma o valor 30.

12 - O valor de POT(índice med,m), previsto no n.º 8, é calculado através da fórmula seguinte:

$$\text{POT(índice med,m)} = \min (\text{POT(índice dec)}; (\text{ECR(índice m)}/24 \times \text{NDM(índice m)}))$$

13 - O valor de PV(VRD)(índice m), previsto no n.º 1, é calculado através da fórmula seguinte:

$$\text{PV (VRD)(índice m)} = \text{PV (U)(índice ref)} \times \text{ECR(índice m)}$$

14 - Na fórmula do número anterior, PV(U)(índice ref) é o valor unitário de referência para PV(VRD)(índice m), o qual:

a) Deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;

b) Toma o valor de E 0,036/kilowatts-hora;

c) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

15 - O valor de PA (VRD)(índice m), previsto no n.º 1, é aplicado de acordo com o disposto no n.º 17, sendo calculado através da seguinte fórmula:

$$\text{PA (VRD)(índice m)} = \text{ECE (U) (índice ref)} \times \text{CCR (índice ref)} \times \text{ECR (índice m)}$$

16 - Na fórmula do número anterior:

a) ECE(U)(índice ref) é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual:

i) Deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável;

ii) Toma o valor de 2*10 - (euro) 5/g;

iii) Será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável;

b) CCR(índice ref) é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kilowatts-hora e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por VRD seja aplicável.

17 - O parâmetro LEV, previsto no n.º 1, toma os seguintes valores:

a) 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;

b) 0,035, no caso de centrais com potência menor que 5 MW.

18 - O coeficiente Z, aplicável aos seguintes tipos de centrais, assume, para os respectivos regimes de funcionamento anual, os seguintes valores:

a) Para as centrais eólicas - 4,6;

b) Para as centrais hídricas:

i) Com POTdec até 10 MW, inclusive - 4,5;

ii) Com POTdec entre 10 MW e 30 MW - valor definido na subalínea i) subtraído de 0,075 por cada megawatt adicional face ao limite superior definido na subalínea i);

iii) Com POTdec superior a 30 MW - valor a definir em portaria do ministro que tutela a DGGE;

iv) Instalações de bombagem - 0;

c) Para as centrais de energia solar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:

i) Instalações fotovoltaicas com potência inferior ou igual a 5 kW, com excepção das previstas na alínea d) - 52;

ii) Instalações fotovoltaicas com potência superior a 5 kW - 35;

iii) Instalações termoeléctricas com potência inferior ou igual a 10 MW - 29,3;

iv) Instalações termoeléctricas com potência superior a 10 MW - o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 15 e 20;

d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 50 MW:

i) Com potência inferior ou igual a 5 kW - 55;

ii) Com potência superior a 5 kW e inferior ou igual a 150 kW - 40;

e) Para as centrais de biomassa cujo combustível, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 250 MW, seja:

i) Biomassa florestal residual - 8,2;

ii) Biomassa animal - 7,5;

- f) Para as centrais de valorização energética de biogás:
- i) Na vertente de digestão anaeróbia de resíduos sólidos urbanos (RSU), de lamas das estações de tratamento das águas residuais (ETAR) e de efluentes e resíduos provenientes da agro-pecuária e da indústria agro-alimentar, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW - 9,2;
 - ii) Na vertente de gás de aterro, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW - 7,5;
 - iii) Quando superados os limites de potência instalada a nível nacional estabelecidos nas subálneas i) e ii) anteriores - 3,8;
- g) Para as centrais de valorização energética, na vertente de queima, até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 150 MW:
- i) De resíduos sólidos urbanos indiferenciados (RSU) - 1;
 - ii) De combustíveis derivados de resíduos (CdR) - 3,8;
- h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas:
- i) Para os projectos de demonstração de conceito, até um limite de 4 MW de potência por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 20 MW - 28,4;
 - ii) Para os projectos em regime pré-comercial, até um limite de 20 MW por projecto e até ao limite de uma potência instalada, a nível nacional, de 100 MW, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto, entre o valor de 16 e 22;
 - iii) Para os projectos em regime comercial, o factor Z é fixado por portaria do membro do Governo que tutela a área da energia, tendo em consideração as valências do projecto:
- 1) Aos primeiros 100 MW e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 300 MW entre 8 e 16;
 - 2) Aos 150 MW seguintes e até um limite de potência instalada por tecnologia a nível mundial de 600 MW entre 6 e 10;
 - 3) Quando superados os limites de potência estabelecidos nos números anteriores - 4,6;
- i) Para as instalações relativas às tecnologias renováveis não referidas nas alíneas anteriores ou quando os limites de potência instalada a nível nacional previstos nas alíneas anteriores forem ultrapassados, o coeficiente Z assume o valor 1, sem prejuízo do disposto no n.º 19.

19 - Novos tipos de tecnologias e correspondentes valores, bem como, a título excepcional, projectos que sejam reconhecidos como de interesse nacional pelas suas características inovadoras, podem ser objecto de atribuição de um coeficiente Z diferente do que seria aplicável à correspondente tecnologia mediante portaria do membro do Governo que tutele a DGGE.

20 - O montante de remuneração definido por VRD é aplicável, para cada megawatt de potência de injeção na rede atribuído, determinado com base num factor de potência de 0,98:

- a) Para as centrais eólicas, aos primeiros 33 GWh entregues à rede, por megawatt de potência de injeção na rede atribuído até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- b) Para as centrais hídricas, aos primeiros 52 GWh entregues à rede, por megawatt de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 20 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede que poderá, em casos excepcionais devidamente fundamentados, ser prorrogado por mais cinco anos, mediante despacho do membro do Governo que tutela a área da energia, a requerimento do promotor interessado;
- c) Para as centrais de energia solar, durante os primeiros 21 GWh entregues à rede por megawatt de potência de injeção na rede atribuído, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- d) Para as centrais fotovoltaicas de microgeração quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- e) Para as centrais cujo combustível seja biomassa florestal residual ou biomassa animal, durante os primeiros 25 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- f) Para as centrais de valorização energética de biogás, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- g) Para todas as centrais de valorização energética, na vertente de queima, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- h) Para as centrais utilizadoras de energia das ondas, durante os primeiros 15 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede;
- i) Para as instalações relativas às energias renováveis não referidas nas alíneas anteriores, durante os primeiros 12 anos a contar desde o início do fornecimento de electricidade à rede.

21 - Nos casos de prorrogação previstos nas alíneas b) e d) do n.º 20, bem como nos outros casos de prorrogação autorizados pelo membro do Governo que tutele a DGGE, sob proposta da DGGE, os parâmetros de valorização da tarifa são os vigentes à data da prorrogação e o IPCref o do mês anterior ao da prorrogação.

22 - Sem prejuízo do disposto no número anterior, atingidos os limites estabelecidos no n.º 20, as centrais renováveis serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede a preços de mercado e pelas receitas obtidas da venda de certificados verdes.

23 - As condições relativas à energia reactiva a fornecer pelos produtores serão estabelecidas nos regulamentos da rede de distribuição e transporte.

24 - As centrais electroprodutoras já licenciadas ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, poderão requerer a integração no regime de remuneração resultante da aplicação das fórmulas contidas no presente anexo, sendo que o IPCref a considerar será o do mês anterior à decisão do director-geral de Geologia e Energia que aprovar o pedido, sem prejuízo da contagem dos prazos a partir da atribuição da licença de exploração, nos termos previstos no n.º 20.

25 - Sem prejuízo do disposto no n.º 29, os valores referidos no presente anexo, incluindo os dos limites máximos deles constantes, devem ser revistos mediante decreto-lei, com a regularidade que for julgada conveniente, de forma a reflectir, designadamente, a actualização dos custos de investimento e exploração para cada tecnologia, a inflação e o preço da energia.

26 - O decreto-lei referido no número anterior aplica-se apenas à electricidade produzida em instalações cuja licença de estabelecimento seja atribuída até 1 mês após a entrada em vigor do mesmo, podendo ainda a sua aplicação ser limitada às instalações que obtenham licença de exploração no prazo de 24 meses após a data da licença de estabelecimento.

27 - Para centrais eólicas, tendo presente a conveniência de reflectir uma repartição dos benefícios globais que lhes são inerentes a nível nacional e local, é devida aos municípios, pelas empresas detentoras das licenças de exploração de parques eólicos, uma renda de 2,5% sobre o pagamento mensal feito pela entidade receptora da electricidade produzida, em cada instalação, nos seguintes termos:

a) Quando as instalações licenciadas estejam instaladas em mais de um município, a renda é repartida proporcionalmente à potência instalada em cada município;

b) Nos casos em que as empresas detentoras das licenças de exploração tenham celebrado quaisquer acordos ou contratos com as autarquias locais em cuja área estão implantadas, a título de compensação pela respectiva exploração, aplicar-se-á o seguinte:

i) Manutenção da situação actual contratualizada, se esse pagamento for previsionalmente igual ou superior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central;

ii) Prevalência do disposto neste diploma, em caso de opção da autarquia, caso tal pagamento for previsionalmente inferior à renda definida na alínea a) durante o período de vigência da licença de exploração da central.

28 - A entidade concessionária da RNT, com o apoio das entidades titulares de licenças vinculadas de distribuição de electricidade em média e alta tensões, proporá à aprovação da Direcção-Geral da Energia um manual de procedimentos para aplicação do presente anexo, o qual deverá ser apenso aos contratos celebrados ao abrigo dos Decretos-Leis n.os 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro.

29 - A remuneração resultante da aplicação dos critérios de fixação da remuneração constantes do presente anexo é garantida a todos os promotores que obtenham licença de estabelecimento após a entrada em vigor do presente anexo, desde que lhes seja atribuída licença de exploração no prazo de três anos após a data de

Avaliação do aproveitamento dos resíduos da biomassa florestal da região do Alto Alentejo nas
perspetivas logística, económica e financeira

emissão da referida licença de estabelecimento para as PCH (pequenas centrais
hídricas) e no prazo de dois anos para as restantes tecnologias.

